PROJETO BRA/99/011

Carta de Acordo 001/2007

MME-PNUD-UFPA-FADESP

MANUAL DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO-EÓLICO-DIESEL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Coordenador: João Tavares Pinho

Autores (em ordem Alfabética):

Claudomiro Fábio Oliveira Barbosa
Edinaldo José da Silva Pereira
Hallan Max Silva Souza
João Tavares Pinho
Luis Carlos Macedo Blasques
Marcos André Barros Galhardo
Wilson Negrão Macêdo

Belém

Fevereiro 2008

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS v

LISTA DE TABELAS vii

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS 1

2. LEVANTAMENTO DA CARGA A SER ATENDIDA 2

3. LEVANTAMENTO E CARACTERIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS 8

3.1. Avaliação Preliminar 8
3.2. Visita ao Local 8
3.3. Instalação de Equipamentos de Medição 13
3.4. Caracterização dos Recursos Solar e Eólico 19
3.5. Disponibilidade de Combustível 22

4. PROJETO DO SISTEMA HÍBRIDO 24

4.1. Definição da Estratégia de Operação 24
4.2. Considerações de Projeto 28
4.3. Dimensionamento do Subsistema de Armazenamento 31
4.4. Dimensionamento do Subsistema de Geração 33
4.4.1. Sistema Eólico 33
4.4.2. Sistema Fotovoltaico 36
4.4.3. Grupo Gerador 37
4.5. Dimensionamento do Subsistema de Condicionamento de Potência 39
4.5.1. Controlador de Carga 39
4.5.2. Inversor de Tensão 40
4.5.3. Equipamentos de Controle e Proteção 40
4.6. Dimensionamento da Minirrede de Distribuição de Energia 40

5. INSTALAÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO 44
5.1. Instalação dos Módulos Fotovoltaicos 44
5.2. Instalação dos Aerogeradores 49
5.3. Instalação dos Grupos Geradores 55
5.4. Instalação do Banco de Baterias 56
5.5. Instalação dos Equipamentos de Condicionamento de Potência 59
5.6. Instalação da Minirrede 63

6. ANÁLISE ECONÔMICA 65
6.1. Considerações Iniciais 65
6.2. Diagrama de Fluxo de Caixa 65
6.3. Valor Temporal do Dinheiro 65
6.4. Horizonte de Planejamento e Atratividade Financeira 66
6.5. Indicadores Financeiros 67
6.5.1. Valor Presente Líquido 67
6.5.2. Índice Benefício/custo 68
6.5.3. Retorno Adicional sobre o Investimento 69
6.5.4. Taxa Interna de Retorno 69
6.5.5. Tempo de Retorno de Investimento 69
6.6. Custo da Energia Elétrica 70
6.7. Custos dos Equipamentos que Compõem os Sistemas Híbridos 71
6.7.1. Sistema Fotovoltaico 72
6.7.2. Sistema Eólico 73
6.7.3. Grupos Geradores 74
6.7.4. Componentes Auxiliares 75

7. RECOMENDAÇÕES DE SEGURANÇA PARA SISTEMAS HÍBRIDOS 77
7.1. Geração Eólica 79
7.2. Geração Fotovoltaica 80
7.3. Geração a Diesel 80
7.4. Condicionamento de Potência 81

7.5. Armazenamento de Energia 81
7.6. Minirrede de Distribuição 82

8. RECOMENDAÇÕES PARA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS 83
8.1. Sistema Eólico 84
8.2. Sistema Fotovoltaico 84
8.3. Grupo Gerador a Diesel 85
8.4. Sistema de Armazenamento de Energia 85
8.5. Sistema de Condicionamento de Potência 85
8.6. Minirrede de Distribuição 86

9. COMENTÁRIOS FINAIS 87

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 88

11. ANEXOS..90
Anexo 1 - Exemplo de Formulário para Levantamento Socioeconômico................90
Anexo 2 - Coordenadas Geográficas e Declinações Magnéticas de Cidades da Região Amazônica 99
Anexo 3 - Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Sistemas Fotovoltaicos 108
Anexo 4 - Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Sistemas Eólicos...109
Anexo 5 - Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Grupos Geradores 110
Anexo 6 - Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Bancos de Baterias..111
Anexo 7 - Diagrama Unifilar de um Sistema Híbrido..112
Anexo 8 - Lista de Ferramentas, Equipamentos e Acessórios Necessários para Instalações Típicas de Sistemas Híbridos 113
Anexo 9 - Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Minirredes de Distribuição 115
Anexo 10 - Exemplo de Projeto de um Sistema Híbrido 116

LISTA DE FIGURAS

Capítulo 2

Figura 2.1 - Curva de carga de um dia típico do mês de junho/2007 em uma comunidade do Estado do Pará. 7

Capítulo 3

Figura 3.1 - Indicadores naturais da presença de bom potencial eólico. 9

Figura 3.2 - Anemômetro portátil. 10

Figura 3.3 - Técnica de disposição de estação meteorológica. 14

Figura 3.4 - Esquema da base. 15

Figura 3.5 - Esquema das âncoras. 15

Figura 3.6 - Distribuição dos equipamentos ao longo da torre. 17

Figura 3.7 - Diagrama de blocos da logística de fornecimento de combustível. 23

Capítulo 4

Figura 4.1 - Sistema híbrido com estrutura modularmente expansível com componentes acoplados diretamente no: lado CC (a), lado CC e CA (b), e (c) e lado CA (d). 25

Figura 4.2 - Curva de carga diária estimada para a localidade. 28

Figura 4.3 - Perfil típico diário da irradiância e da velocidade do vento na localidade. 29

Figura 4.4 - Distribuição de freqüência da velocidade do vento (medição a 30 metros de altura). 29

Figura 4.5 - Curva de potência do aerogerador utilizado. 34

Figura 4.6 - Cálculo da energia diária produzida pelo aerogerador, baseada na distribuição de freqüência da velocidade do vento. 35

Figura 4.7 - Croquis de uma comunidade (em destaque pontos críticos de carga). ... 42

Figura 4.8 - Fluxograma para implantação de minirredes. 43

Figura 4.9 - Principais características de uma minirrede. 43

Capítulo 5

Figura 5.1 - Gráfico e ilustração para definição de espaçamento mínimo entre módulo FV e obstáculo, para evitar sombreamento. 44

Figura 5.2 - Algumas formas de instalação de módulos FV. 45

Figura 5.3 - Tipo de estrutura de sustentação de módulos FV.................................. 47
Figura 5.4 - Exemplo geral de associação mista de módulos. 48
Figura 5.5 - Esquema típico de uma caixa de conexões de um módulo FV, com ligação de diodo de bloqueio.. 49
Figura 5.6 - Esquema de ligação de diodo de *by-pass*. 49
Figura 5.7 - Instalação de um aerogerador fora da região de influência do obstáculo.50
Figura 5.8 - Espaçamento entre aerogeradores compondo uma central eólica. 50
Figura 5.9 - Esquema das bases para uma torre. 52
Figura 5.10 - Acoplamento articulado fixo à base central para encaixe da torre. 53
Figura 5.11 - Sistema de roldanas. 54
Figura 5.12 - Esquema da torre nas posições horizontal e vertical. 55
Figura 5.13 - Diagrama esquemático genérico de uma casa de força. 57
Figura 5.14 - Tipo de estrutura de suporte para baterias. 58
Figura 5.15 - Exemplo geral de associação mista de baterias. 58
Figura 5.16 - Conectores perfurantes utilizados em ramificações da rede................. 64

Capítulo 6

Figura 6.1 - Exemplo de um diagrama de fluxo de caixa. 65
Figura 6.2 - Custo unitário de energia gerada por um grupo gerador a diesel de 32 kWe. 75

Capítulo 7

Figura 7.1 - Choque elétrico. 77
Figura 7.2 - Zonas tempo/corrente de efeitos das correntes CA (15 a 100 Hz). 78

LISTA DE TABELAS

Capítulo 2

Tabela 2.1 - Tipos de levantamentos para estimativa de carga. 2

Tabela 2.2 - Estimativa de consumo mensal de eletrodomésticos mais comuns.......... 4

Capítulo 3

Tabela 3.1 - Resumo dos dados do roteiro. 13

Tabela 3.2 - Disposição dos equipamentos ao longo da torre. 16

Tabela 3.3 - Características gerais das etapas de avaliação. 18

Tabela 3.4 - Faixa, em graus, abrangida por cada ponto sub-sub-cardeal. 20

Tabela 3.5 - Indicativos de viabilidade da instalação de sistemas híbridos, de acordo com dados medidos e tratados. 22

Capítulo 4

Tabela 4.1 - Relação de estratégias de operação. 27

Tabela 4.2 - Distribuição de freqüência da velocidade do vento na localidade e energia produzida pelo aerogerador. 35

Capítulo 5

Tabela 5.1 - Vantagens e desvantagens das diferentes formas de instalação dos módulos fotovoltaicos. 46

Tabela 5.2 - Variações dos valores de L e M para diferentes alturas de torre. 52

Capítulo 6

Tabela 6.1 - Cálculo do *VPL* através do fluxo de caixa. 68

Tabela 6.2 - Quadro-resumo dos indicadores financeiros analisados........................ 69

Capítulo 7

Tabela 7.1 - Zonas tempo/corrente de efeitos das correntes CA (15 a 100 Hz). 77

1 – INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Em virtude da obrigatoriedade de atendimento de todos os cidadãos brasileiros com energia elétrica e da necessidade cada vez mais premente da produção de eletricidade com a mínima degradação ambiental possível, o emprego dos recursos renováveis como fontes primárias de energia torna-se cada vez mais importante.

Dentro desse enfoque, os sistemas híbridos, definidos como aqueles que utilizam mais de uma fonte de energia, de pequeno e médio porte para geração de eletricidade apresentam-se como uma forma importante do uso das energias renováveis disponíveis localmente, para o atendimento descentralizado de pequenas demandas no Brasil através de minirredes de distribuição, principalmente na Região Amazônica, onde existe um grande número de localidades isoladas, sem perspectivas de atendimento pela rede elétrica convencional.

O objetivo deste manual é fornecer aos leitores uma ferramenta de auxílio para o projeto e a instalação de sistemas híbridos para geração de eletricidade, incluindo a avaliação da carga a ser atendida e das fontes primárias renováveis solar e eólica, a escolha da estratégia de operação, o dimensionamento dos subsistemas de geração de armazenamento de energia, de condicionamento de potência, e de distribuição de energia elétrica, além da análise econômica para definir a viabilidade dos sistemas. Também são abordados os procedimentos de instalação, operação e manutenção e os cuidados com a segurança durante a execução desses procedimentos.

O enfoque dado limita-se ao nível de sistemas de pequeno porte, do tipo fotovoltaico-eólico-diesel, embora a maioria das técnicas e procedimentos apresentados possa também ser utilizada, com as devidas alterações, para sistemas de grande porte, isolados ou interligados à rede elétrica, ou mesmo com outras fontes renováveis ou não.

Finalmente, sugere-se a utilização deste manual em conjunto com a apostila sobre sistemas híbridos, elaborada pelos mesmos autores e editada pelo Ministério de Minas e Energia, aqui referenciada como [PINHO, 2007], uma vez que estas publicações podem ser vistas como complementares em muitos aspectos.

2 - LEVANTAMENTO DA CARGA A SER ATENDIDA

A realização do projeto de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel exige o levantamento das características da carga a ser atendida. O valor da demanda de energia elétrica local, sua distribuição ao longo do dia e as perspectivas futuras de ampliação do consumo são parâmetros que influenciam no tamanho, na otimização do uso e até mesmo na viabilidade técnico-econômica do sistema.

A tabela 2.1 apresenta algumas formas de realizar o levantamento da carga a ser atendida pelo sistema híbrido de geração de energia. Em todas as formas citadas deve-se acrescer, quando do dimensionamento do sistema de geração, as perdas associadas à geração e condicionamento de potência, transmissão, distribuição, e cargas da própria usina.

Tabela 2.1 - Tipos de levantamentos para estimativa de carga.

Formas de Levantamento	**Características**	**Vantagens**	**Desvantagens**
Formulário Socioeconômico Aplicado às Unidades Consumidoras (UCs)	Deve conter informações mínimas como: - Total de UCs atendidas; - N^{0} total, potência e regime de funcionamento dos equipamentos elétricos existentes nas UCs; - Hábitos dos consumidores que provoquem consumo de energia (festas na localidade, luz acesa ao dormir, etc.); - Tipo e consumo de energéticos nas UCs; - Possibilidade futura de expansão do consumo de energia elétrica.	- Baixo custo; - Obtenção das informações em curto ou médio prazo; - Flexibilidade no momento da coleta de dados; - Simplicidade dos formulários aplicados.	- Possibilidade de imprecisão das informações prestadas pelos entrevistados; - Possibilidade de coleta de número reduzido de informações devido ao pequeno interesse local.
Dados de Medição	- Medidores de energia instalados nas UCs pelo maior tempo possível preferencialmente por pelo menos 1 ano); - Monitoração regular dos dados de consumo; - Método ideal para previsão	- Precisão das informações de consumo atual em cada UC; - Consideração das sazonalidades do consumo;	- Medições, em geral, inexistem nas localidades isoladas; - Tempo longo de medição e monitoração; - Custo aumenta

	da carga a ser atendida (deve incluir demanda futura).	- Boa estimativa da energia a ser suprida pelo sistema de geração.	se for necessária a instalação de medidores.
Perfil de Consumo	- A partir de dados de localidades e UCs com padrão de consumo similar estima-se a carga a ser atendida; - A partir de informações de consumo de algumas UCs da localidade estima-se o consumo das demais.	- Rapidez; - Baixo custo.	- Imprecisão dos resultados; - Indisponibilidade de dados de consumo das UCs; - Usa padrão para diferentes UCs com consumos presumidamente equivalentes.
Potência Instalada e Fator de Carga	- Levantamento da potência instalada nas UCs e estabelecimento de um fator de carga para estimativa do consumo. - O consumo diário é dado por: **Consumo diário (kWh) = 24 x Potência instalada (kW) x Fator de carga.** - É comum usar um fator de carga igual a 25% para pequenas localidades rurais. - O fator de carga é definido como a relação entre a demanda média verificada em um dado intervalo de tempo e a máxima demanda registrada nesse mesmo intervalo.	- Baixo custo.	- Imprecisão do resultado; - Presunção de um regime de uso da energia (fator de carga).

A partir do conhecimento da carga já instalada e de uma estimativa de demanda reprimida, pode-se determinar a potência a ser instalada, devendo-se prever também um aumento do consumo para um determinado período de tempo (alguns anos, por exemplo).

Para auxiliar na estimativa da carga a partir dos equipamentos instalados nas UCs, a tabela 2.2 apresenta os valores de potência média, média de dias de utilização por mês, tempo médio diário de utilização, e consumo médio mensal para vários tipos de equipamentos mais comuns.

Tabela 2.2 - Estimativa de consumo mensal de eletrodomésticos mais comuns.

Aparelhos elétricos	**Potência média (W)**	**Dias estimados de uso por mês**	**Tempo médio de utilização por dia**	**Consumo médio mensal (kWh)**
Abridor/afiador	135	10	5 min	0,11
Afiador de facas	20	5	30 min	0,05
Aparelho de som 3 em 1	80	20	3 h	4,80
Aparelho de som pequeno	20	30	4 h	2,40
Aquecedor de ambiente	1.550	15	8 h	186,00
Aquecedor de mamadeira	100	30	15 min	0,75
Ar-condicionado 7.500 BTU/h (comum)	1.000	30	-	120,00
Ar-condicionado 10.000 BTU/h (comum)	1.350	30	-	162,00
Ar-condicionado 12.000 BTU/h (comum)	1.450	30	-	174,00
Ar-condicionado 15.000 BTU/h (comum)	2.000	30	-	240,00
Ar-condicionado 18.000 BTU/h (comum)	2.100	30	-	252,00
Aspirador de pó	100	30	20 min	10,00
Barbeador/depilador/ massageador	10	30	30 min	0,15
Batedeira	120	8	30 min	0,48
Boiler 50 e 60 L	1.500	30	6 h	270,00
Boiler 100 L	2.030	30	6 h	365,40
Boiler 200 a 500 L	3.000	30	6 h	540,00
Bomba d'água 1/4 cv	335	30	30 min	5,02
Bomba d'água 1/2 cv	613	30	30 min	9,20
Bomba d'água 3/4 cv	849	30	30 min	12,74
Bomba d'água 1 cv	1.051	30	30 min	15,77
Bomba de aquário grande	10	30	24 h	7,20
Bomba de aquário pequeno	5	30	24 h	3,60
Cafeteira elétrica	600	30	1 h	18,00
Churrasqueira	3.800	5	4 h	76,00

Chuveiro elétrico	3.500	30	40 min	70,00
Circulador de ar grande	200	30	8 h	48,00
Circulador de ar pequeno/médio	90	30	8 h	21,60
Computador/impressora/estabilizador	180	30	3 h	16,20
Cortador de grama grande	1.140	2	2 h	4,56
Cortador de grama pequeno	500	2	2 h	2,00
Enceradeira	500	2	2 h	2,00
Escova de dentes elétrica	50	30	10 min	0,25
Espremedor de frutas	65	20	10 min	0,22
Exaustor de fogão	170	30	4 h	20,40
Exaustor de parede	110	30	4 h	13,20
Faca elétrica	220	5	10 min	0,18
Ferro elétrico automático	1.000	12	1 h	12,00
Fogão comum	60	30	5 min	0,15
Fogão elétrico de 4 chapas	9.120	30	4 h	1.094,40
Forno a resistência grande	1.500	30	1 h	45,00
Forno a resistência pequeno	800	20	1 h	16,00
Forno a microondas	1.200	30	20 min	12,00
Freezer vertical/horizontal	130	30	-	50,00
Frigobar	70	30	-	25,00
Fritadeira elétrica	1.000	15	30 min	7,50
Geladeira de 1 porta	90	30	-	30,00
Geladeira de 2 portas	130	30	-	55,00
Grill	900	10	30 min	4,50
Iogurteira	26	10	30 min	0,13
Lâmpada fluorescente compacta – 11 W	11	30	5 h	1,65
Lâmpada fluorescente compacta - 15 W	15	30	5 h	2,25
Lâmpada fluorescente compacta - 23 W	23	30	5 h	3,45
Lâmpada incandescente - 40 W	40	30	5 h	6,00
Lâmpada incandescente - 60 W	60	30	5 h	9,00
Lâmpada incandescente -100 W	100	30	5 h	15,00
Lavadora de louças	1.500	30	40 min	30,00
Lavadora de roupas	500	12	1 h	6,00
Liquidificador	300	15	15 min	1,12
Máquina de costurar	100	10	3 h	3,00
Máquina de furar	350	1	1 h	0,35
Microcomputador	120	30	3 h	10,80

Moedor de carnes	320	20	20 min	2,13
Multiprocessador	420	20	1 h	8,40
Nebulizador	40	5	8 h	1,60
Ozonizador	100	30	10 h	30,00
Panela elétrica	1.100	20	2 h	44,00
Pipoqueira	1.100	10	15 min	2,75
Rádio grande	45	30	10 h	13,50
Rádio pequeno	10	30	10 h	3,00
Rádio-relógio	5	30	24 h	3,60
Sauna	5.000	5	1 h	25,00
Secador de cabelos grande	1.400	30	10 min	7,00
Secador de cabelos pequeno	600	30	15 min	4,50
Secadora de roupas grande	3.500	12	1 h	42,00
Secadora de roupas pequena	1.000	8	1 h	8,00
Secretária eletrônica	20	30	24 h	14,40
Sorveteira	15	5	2 h	0,15
Torneira elétrica	3.500	30	30 min	52,50
Torradeira	800	30	10 min	4,00
TV em cores - 14"	60	30	5 h	9,00
TV em cores - 18"	70	30	5 h	10,50
TV em cores - 20"	90	30	5 h	13,50
TV em cores - 29"	110	30	5 h	16,50
TV em preto e branco	40	30	5 h	6,00
TV portátil	40	30	5 h	6,00
Ventilador de teto	120	30	8 h	28,80
Ventilador pequeno	65	30	8 h	15,60
Videocassete	10	8	2 h	0,16
Videogame	15	15	4 h	0,90

Modificado de: Procel (www.eletrobras.com/procel)

O consumo médio mensal (kWh) é obtido da tabela 2.2 fazendo-se:

$$\frac{\text{potência média do equipamento (W) x horas utilizadas por dia x dias de uso no mês}}{1.000}$$

O simples conhecimento da demanda média ou da curva de carga de apenas um dia típico em uma localidade não garante a estimativa precisa da carga a ser atendida pelo sistema de geração de energia. Na ausência de dados para pelo menos um ano inteiro, pode-se extrapolar essa curva para os outros dias do ano, considerando períodos de chuva, frio ou calor, e prováveis sazonalidades no consumo, por exemplo. Essa extrapolação, apesar de necessária, introduz imprecisões na estimativa da

carga. Entretanto, a falta de dados confiáveis para estimativa da carga é uma realidade na grande maioria das localidades isoladas na Amazônia.

A figura 2.1 apresenta uma curva de carga para um dia típico de uma localidade no Pará. A demanda média diária é de 2,96 kW, com pico de 5,74 kW às 19h35. Observa-se na curva que a demanda é maior no período noturno, quando o sistema fotovoltaico não contribui para a geração, o que deverá ser compensado por outra fonte de energia. O conhecimento da curva de carga a ser atendida, obtida por medição, permite uma melhor estimativa para o projeto do sistema de geração.

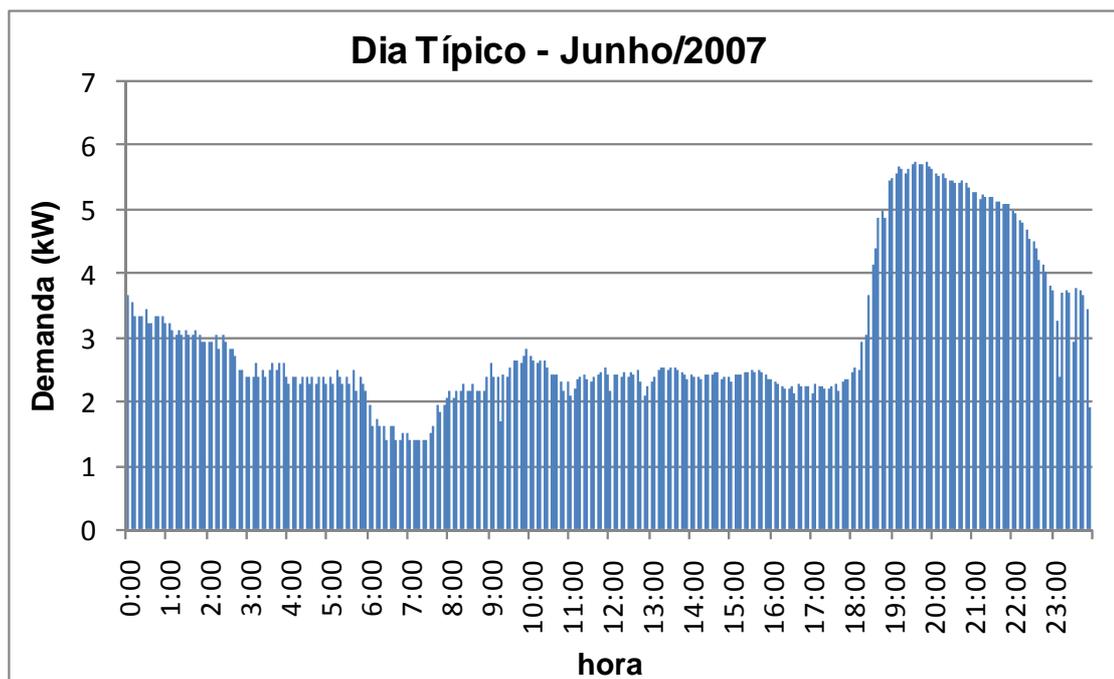



Figura 2.1 - Curva de carga de um dia típico do mês de junho/2007 em uma comunidade do Estado do Pará.

O Anexo 1 apresenta um exemplo de formulário socioeconômico aplicado pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas - GEDAE em diversas localidades.

3 - LEVANTAMENTO E CARACTERIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS

3.1. Avaliação Preliminar

A avaliação preliminar, como o próprio nome sugere, é o primeiro passo para se identificar áreas onde os aproveitamentos solar e eólico são potencialmente viáveis. Essa avaliação apresenta como vantagens a rapidez e o baixo custo. Como desvantagem apresenta a imprecisão da avaliação, devendo ser tratada apenas como indicativo de potencial, e nunca como única forma de caracterização.

Dentre as formas de avaliação preliminar destacam-se:

- **Consulta a atlas eólicos e solarimétricos:** nesta etapa, os dados obtidos em atlas podem apontar regiões de maiores potenciais, porém não são indicados para identificar potencial de forma pontual em um determinado local. Sugestões para consulta no Brasil são o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, desenvolvido pela CAMARGO SCHUBERT e TRUEWIND SOLUTIONS, com suporte técnico e financeiro do MME - ELETROBRÁS - CEPEL – CRESESB, e o Atlas Solarimétrico do Brasil, desenvolvido pela UFPE e CHESF, com suporte técnico e financeiro do MME - ELETROBRÁS - CEPEL – CRESESB.

- **Obtenção de dados de estações meteorológicas próximas:** se disponíveis, estes dados podem ser bastante úteis, dependendo da finalidade da estação. Se com fim específico de aproveitamento solar e eólico para geração de eletricidade, como em casos onde haja a presença de projetos já desenvolvidos ou em fase de desenvolvimento em locais próximos, os dados podem ser utilizados de forma mais confiável. Se com outras finalidades, como estações meteorológicas instaladas em aeroportos ou para fins agrícolas, os dados podem indicar a presença ou não de bons potenciais eólico e solar, mas devem ser acompanhados de outras medições para garantir maior confiabilidade à avaliação.

- **Experiência do projetista:** alguns indicativos podem auxiliar projetistas experientes a identificar áreas com maiores potenciais eólico e solar. Regiões costeiras normalmente indicam locais de bom potencial eólico, assim como regiões equatoriais, como a Amazônica e o nordeste brasileiro, normalmente apresentam bom potencial solar.

3.2. Visita ao Local

A visita ao local pode ser considerada como segunda etapa na avaliação dos recursos disponíveis no local. Assim como na primeira etapa, recomenda-se fortemente que a avaliação aqui realizada não seja determinante para a instalação do sistema, mas apenas indicativa. Como vantagens, esta etapa é ainda rápida, apresenta custos moderados, relacionados ao deslocamento ao local e à aquisição de

equipamentos de medição portáteis, e apresenta indicadores mais precisos que a etapa anterior. Como desvantagens estão a necessidade de deslocamento ao local, que implica em maiores custos e tempo, o caráter subjetivo de algumas análises, principalmente nas etapas que envolvem informações obtidas com moradores locais, e o fato da etapa ainda não ser completamente conclusiva, sendo ainda necessária a medição dos parâmetros de interesse.

As principais ações a serem desenvolvidas em visitas ao local são:

- **Observação de indicadores naturais:** esta é uma das primeiras etapas que deve ser considerada na chegada ao local pois, além dos indicadores serem facilmente observados, ela garante uma melhor confiabilidade à avaliação. Indicadores naturais de bom potencial eólico são normalmente verificados na vegetação, através da inclinação ou mesmo o tombamento de árvores, e na formação de dunas ou bancos de areia, ambos em função da ação do vento. O índice de Griggs-Putnam indica faixas de velocidade de vento em função da deformação da árvore. As fotos da figura 3.1 indicam locais de bom potencial eólico através da presença dos dois indicadores naturais aqui citados, a formação de bancos de areia em estrada e uma árvore deformada, quase que completamente tombada.

Figura 3.1 - Indicadores naturais da presença de bom potencial eólico.

Também com relação à energia eólica, algumas características topográficas podem identificar locais com prováveis índices de altas velocidades de vento, tais como altas planícies ou planaltos, cumes de montanhas, regiões costeiras com relevo e vegetação pouco acentuados, entre outros. Por outro lado, áreas de florestas e regiões contendo muitos obstáculos naturais ou artificiais, em geral, caracterizam locais de baixas velocidades de vento.

- **Medições instantâneas com instrumentos portáteis:** em visita ao local, instrumentos portáteis, também chamados de instrumentos de mão, como anemômetros e piranômetros, podem ser utilizados para medições instantâneas e avaliação geral das potencialidades do local. A parcela de erro deste tipo de medição encontra-se na possibilidade do dia da visita ser um dia atípico na localidade, fazendo

com que a medição realizada venha a ser sobre ou subdimensionada. A figura 3.2 apresenta a fotografia de um anemômetro portátil.

Figura 3.2 - Anemômetro portátil.

- **Informações obtidas com moradores locais:** outra etapa importante na visita ao local da possível instalação do sistema é a conversa com moradores para coleta de informações sobre as características meteorológicas locais. Informações como dados de insolação e velocidade de vento podem ser obtidas, principalmente com aqueles moradores mais antigos. Essas informações podem confirmar, ou não, os dados obtidos através das observações visuais e através da medição com instrumentos portáteis.

- **Avaliação da acessibilidade ao local:** esta etapa deve ser precedida de uma possível estimativa do porte dos equipamentos que irão compor o sistema, principalmente os aerogeradores e suas torres. Quanto maior o porte dos equipamentos, maior a dificuldade em seu transporte e instalação, e áreas de difícil acesso podem resultar em fatores impeditivos à instalação do sistema, caso os equipamentos sejam de grande porte. De uma maneira geral, aerogeradores de pequeno porte e suas torres, com cerca de 50 m de altura, podem ser transportados em qualquer tipo de meio de transporte, seja rodoviário, marítimo ou aéreo, desde que ele possa suportar o peso e o tamanho de pelo menos um equipamento. A modularidade desses tipos de sistemas torna-se uma grande vantagem nesta etapa, visto que a instalação de mais de um aerogerador de pequeno porte, no lugar de um único de grande porte, pode facilitar o transporte. Áreas de mar aberto sem a disponibilidade de embarcação que lá trafegue de forma segura, estradas com condições impróprias para o tráfego de caminhões, e locais onde a única forma de acesso seja via aérea são exemplos de locais que dificultam a instalação de sistemas híbridos.

▪ **Disponibilidade de áreas para a instalação:** de nada adianta atender a todas as questões já abordadas, se não houver área suficiente para instalar o sistema, de forma que ele atenda à demanda da localidade. Além do espaço físico, deve-se atentar para a presença de possíveis obstáculos, que não possam ser retirados, e que podem constituir empecilhos à conversão solar ou eólica.

Com base nos itens já relacionados até aqui, é apresentado a seguir um roteiro para avaliação de áreas de acordo com o potencial solar e eólico estimado, a fim de classificar as prováveis melhores áreas. A cada item é atribuída uma pontuação e um peso, com este último sendo proporcional à importância do item na análise, e devendo ser multiplicado pela pontuação correspondente. Quanto maior o valor final, melhores são as áreas.

▪ **Irradiação solar média anual, I_m (kWh/m²/dia),** obtida com base nas médias dos dados do atlas, de estações meteorológicas próximas e de medições instantâneas, quando aplicáveis:

Peso 3

se $I_m \geq 5$ → 7 pontos;

se $4 \leq I_m < 5$ → 5 pontos;

se $3 \leq I_m < 4$ → 3 pontos;

se $2 \leq I_m < 3$ → 1 ponto;

se $I_m < 2$ → 0 ponto.

▪ **Velocidade média anual de vento, v_m (m/s)**, obtida com base nas médias dos dados do atlas, de estações meteorológicas próximas e de medições instantâneas, quando aplicáveis:

Peso 3

se $v_m \geq 7$ → 8 pontos;

se $5 \leq v_m < 7$ → 5 pontos;

se $4 \leq v_m < 5$ → 3 pontos;

se $3 \leq v_m < 4$ → 1 ponto;

se $v_m < 3$ → 0 ponto.

▪ **Experiência do projetista** (impressão do projetista com relação ao potencial da área):

Peso 1

se **Excelente** → 4 pontos;

se **Bom** → 3 pontos;

se **Razoável** → 2 pontos;

se **Ruim** → 1 ponto;

se **Péssimo** → 0 ponto.

▪ **Indicadores naturais** (impressão do projetista com relação à presença de bons indicadores):

Peso 1

se **Forte presença** → 3 pontos;

se **Presença moderada** → 2 pontos;

se **Nenhuma presença** → 1 ponto.

▪ **Informações de moradores** (informações dos moradores acerca do potencial local):

Peso 1

se **Bom** → 3 pontos;

se **Razoável** → 2 pontos;

se **Ruim** → 1 ponto.

▪ **Acessibilidade do local** (impressão do projetista com relação às condições de acesso ao local):

Peso 2

se **Excelentes** → 3 pontos; (nenhuma dificuldade de acesso)

se **Razoáveis** → 2 pontos; (pouca dificuldade de acesso)

se **Ruins** → 1 ponto; (muita dificuldade de acesso)

se **Péssimas** → 0 ponto. (acesso extremamente difícil)

▪ **Disponibilidade de áreas** (impressão do projetista com relação à disponibilidade de áreas para a instalação do sistema):

Peso 2

se **Muita** → 3 pontos;

se **Moderada** → 2 pontos;

se **Pouca** → 1 ponto;

se **Nenhuma** → 0 ponto.

O valor final, considerando a somatória de todas as pontuações obtidas nos índices acima descritos, indica a viabilidade de instalação de estação meteorológica para caracterização da potencialidade local. A tabela 3.1 apresenta um resumo da

análise. Vale ressaltar que, por maior que seja a pontuação obtida no roteiro, sempre que possível é fortemente indicada a instalação de estação meteorológica para caracterização mais precisa dos dados locais.

Tabela 3.1 - Resumo dos dados do roteiro.

Pontuação Final	Conclusão
≤ 31	Inviável
> 31 e ≤ 56	Viável
> 56	Fortemente viável

Independentemente da pontuação obtida, vale ressaltar, entretanto, que alguns dos itens podem ter caráter eliminatório caso recebam pontuação zero, como é o caso da inexistência de potencial eólico ou solar, a extrema dificuldade de acesso, ou a indisponibilidade de áreas para instalação dos componentes do sistema. Ressalta-se ainda que para o caso em que a pontuação totalize o valor limítrofe inferior, poderá ficar a cargo do projetista a decisão de implantar ou não o sistema, alterando para isso a pontuação do item referente à sua experiência.

3.3. Instalação de Equipamentos de Medição

A instalação de equipamentos de medição é normalmente realizada em torres, sob a forma de uma estação meteorológica. A correta instalação dá-se em quatro etapas.

- **1ª Etapa: Seleção do local**

O local escolhido para a instalação da estação deve possuir área útil para a torre e seus pontos de estaiamento, se houver, além de garantir o bom funcionamento dos equipamentos de medição.

Os sensores de velocidade de vento (anemômetros), de radiação solar (piranômetros) e de direção de vento (anemoscópios) devem estar livres de obstáculos que causem sombra, no caso dos piranômetros, ou que gerem turbulência no fluxo de ar, no caso dos anemômetros e anemoscópios. A figura 3.3 apresenta uma técnica de disposição da torre que livra os sensores de zonas de turbulência causadas por obstáculos de altura H.

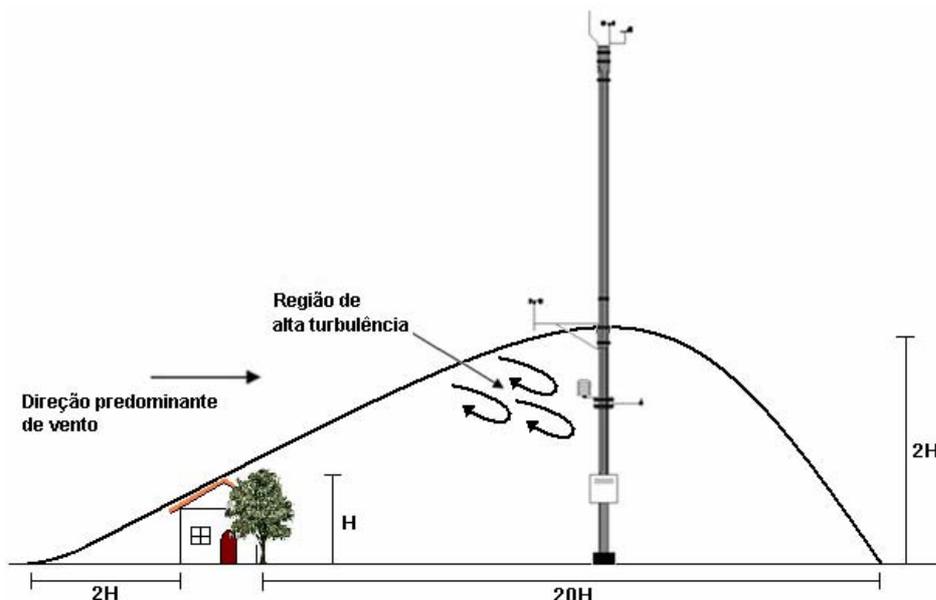



Figura 3.3 - Técnica de disposição de estação meteorológica.

- **2ª etapa: Configuração da torre**

A torre considerada neste manual é do tipo tubular, estaiada, com 30 m de altura. A torre e seus instrumentos são montados no solo, com a torre sendo elevada com o auxílio de um *gin pole* (braço de alavanca). Outros tipos de torres e formas de elevação seguem padrão semelhante ao aqui exposto. As torres podem ser treliçadas, com maiores alturas (aconselha-se altura mínima de instalação de 30 m), e montadas em estágios. Neste caso, sugere-se que a montagem seja feita por equipe especializada em trabalhos em alturas elevadas, com os equipamentos de segurança adequados. Torres autoportantes também podem ser utilizadas; porém, são menos freqüentes na prática, para medições visando à instalação de sistemas híbridos de pequeno e médio portes.

A torre aqui considerada é confeccionada com tubos de ferro galvanizado de 4'' de diâmetro, sendo composta por cinco tubos (6 m cada) com extremidades acopladas por luvas (quatro ao total) de mesmo material, sendo a sua fixação realizada por parafusos.

A torre feita de tubos cilíndricos apresenta como vantagens, em relação à torre treliçada, além do custo, o fato desta última ser mais larga e, portanto, propícia a provocar maior turbulência nas correntes de ar ou sombreamento dos equipamentos de medição.

O estaiamento da torre possui três estágios: um a 10, outro a 20, e o último a 29,7 m em relação à base (figura 3.4). Cada estágio é constituído por quatro cabos de aço (3/16'' de diâmetro) conectados à torre por flanges e fixados ao solo por intermédio de esticadores e âncoras de ferro (figura 3.5), localizadas aproximadamente a 10 m da base da torre. Grampos de aço fazem a fixação dos cabos nos flanges e esticadores.

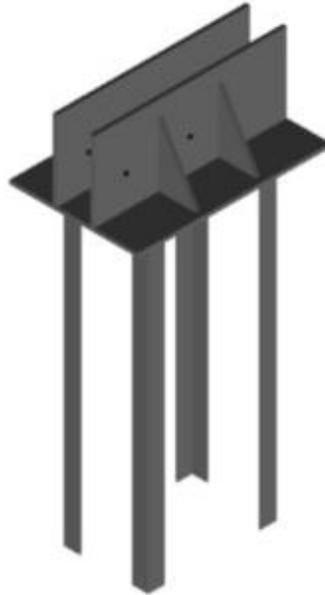



Figura 3.4 - Esquema da base.

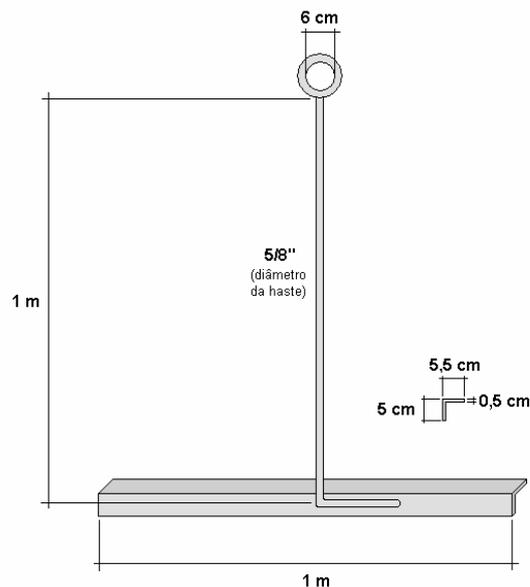



Figura 3.5 - Esquema das âncoras.

- **3ª Etapa: Instalação dos instrumentos**

Consiste tanto nas fixações do sistema de proteção contra descargas atmosféricas (pára-raios), dos equipamentos de medição e da unidade de aquisição de dados (*Data Logger*) ao longo da torre, por meio de suportes e de braçadeiras de aço, como também na interconexão dos sensores, via cabos de comunicação, ao *Data Logger*.

Na fixação dos instrumentos de medição, alguns detalhes técnicos de montagem precisam ser observados, como:

- A orientação do sensor de direção deve ser para o norte verdadeiro ou para o magnético, observando-se para este último a necessidade da correção dos dados medidos em função da declinação magnética, no momento do tratamento dos dados;
- Os anemômetros não devem ser instalados a montante ou a jusante da torre, em relação à direção predominante do vento no local, para evitar que sofram influência de sua estrutura;
- Os braços que sustentam os equipamentos devem ter um comprimento de pelo menos dez vezes o diâmetro da torre e estar fixados de forma que não fiquem balançando com o vento;
- Os anemômetros e o sensor de direção devem ser instalados com seus planos de rotação na posição horizontal, para evitar erros de medição;
- A parte vertical dos braços dos sensores deve ter pelo menos 30 cm, para evitar possíveis erros de medição;
- O posicionamento do piranômetro deve ser de modo que fique devidamente nivelado no plano horizontal e fora do alcance da sombra da torre e/ou dos cabos de estaiamento, que pode ocasionar erros nos valores medidos;
- O sensor de temperatura não deve ser instalado muito próximo ao solo, para evitar que receba influência da irradiação deste.

A tabela 3.2 mostra as alturas recomendadas para instalação dos equipamentos ao longo da torre ilustrada na figura 3.6.

Tabela 3.2 - Disposição dos equipamentos ao longo da torre.

Equipamentos	**Altura (m)**
Sensor de direção	30
Anemômetro A (sensor de velocidade)	30
Pára-raios	30
Anemômetro B (sensor de velocidade)	10
Termômetro (sensor de temperatura)	5
Piranômetro (sensor de radiação solar)	5
Data Logger	2,5 (ou maior)[1]

Nota: 1 - Altura escolhida a fim de se evitar atos de vandalismo ao equipamento.

Sensores de pressão atmosférica (barômetros) e de umidade (higrômetros) podem ainda estar presentes em estações meteorológicas. Os primeiros são normalmente instalados em caixa, juntamente com o *Data Logger*, e os segundos são normalmente acoplados ao termômetro, compondo um termohigrômetro.

Ainda nesta etapa, é importante ensaiar o monitoramento das variáveis meteorológicas antes de erguer a torre, para verificar o correto funcionamento dos sensores.

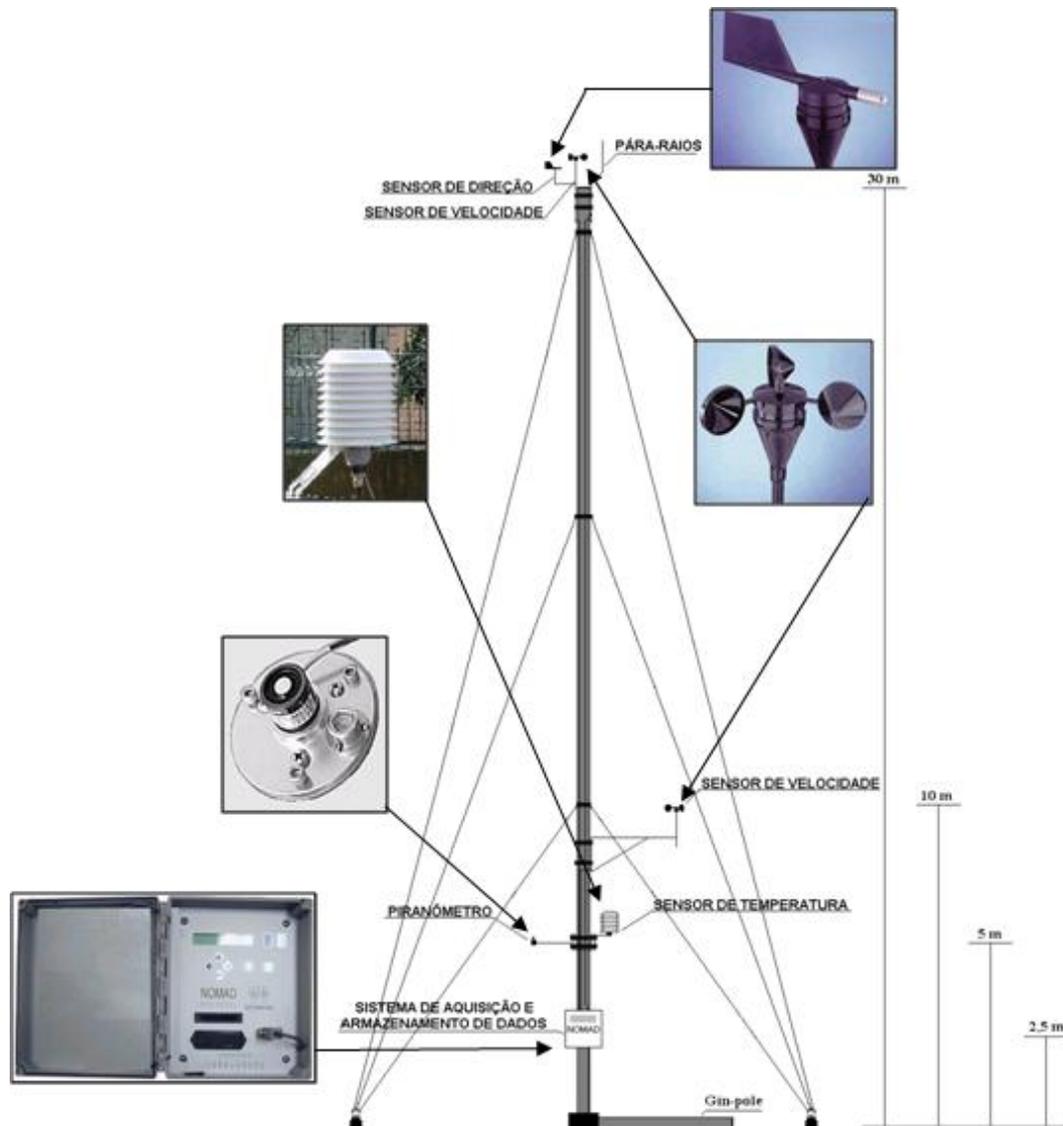



Figura 3.6 - Distribuição dos equipamentos ao longo da torre.

- **4ª Etapa: Erguimento da torre**

O erguimento é realizado com o auxílio de um guincho elétrico ou de alavanca manual (tifor), cujo cabo é preso à extremidade de um pau-de-carga (*gin pole*) de 6 m, fixado na base de sustentação da torre. O *gin pole* serve como um braço de alavanca para erguer a torre com maior facilidade. O tifor é preso em uma âncora bem fixada ao solo (estaca de madeira, por exemplo).

Finalmente, após esta etapa, faz-se a configuração do *Data Logger* para os registros dos dados meteorológicos a cada período determinado (geralmente utiliza-se 1 segundo para o intervalo de amostragem e 10 minutos para o de integração). Em

geral, os registros referem-se aos valores médios, máximos, mínimos e desvios padrão.

As variáveis meteorológicas são coletadas continuamente pelos equipamentos de medição. Esses dados coletados são recebidos e armazenados pelo *Data Logger*. Os dados podem ser retirados via conexão com um microcomputador portátil (através de uma porta de comunicação), por meio da troca de cartões de memória, ou ainda via comunicação remota, de acordo com o tipo de equipamento utilizado, para serem então lidos e tratados de maneira adequada.

As estações meteorológicas atuais são desenvolvidas para operar sem supervisão por um longo período, praticamente isentas de manutenção. Contudo, por medida preventiva, inspeções e manutenções periódicas são aconselháveis para o seu bom funcionamento.

Sugere-se que a periodicidade dos procedimentos de inspeção e manutenção seja mensal. A seguir, são listados alguns destes procedimentos:

- Verificar as tensões das baterias do *Data Logger* e efetuar a troca das mesmas (caso de baterias não recarregáveis) sempre que suas tensões estiverem abaixo do nível admissível;
- Verificar o funcionamento (data, hora, valores medidos, etc.) do *Data Logger*;
- Verificar se os sensores demonstram visivelmente algum problema que possa ocasionar seu mau funcionamento, como, por exemplo, peças quebradas;
- Verificar as conexões dos cabos que fazem a interligação dos sensores ao *Data Logger* e, caso necessário, efetuar o reaperto das mesmas;
- Verificar se os cabos que fazem a interligação entre os sensores e o *Data Logger* estão bem fixados na torre, pois cabos soltos e sujeitos à força do vento são vulneráveis a quebra;
- Verificar a tensão mecânica nos cabos de estaiamento da torre, providenciando reapertos e ajustes, se necessário.

Por fim, a tabela 3.3 apresenta as características gerais de cada etapa de avaliação das potencialidades solar e eólica, comentadas anteriormente.

Tabela 3.3 - Características gerais das etapas de avaliação.

Avaliação	**Características**	**Vantagens**	**Desvantagens**
Preliminar	- Consultas a atlas eólicos e solarimétricos; - Obtenção de dados de estações próximas; - Experiência do projetista.	- Rápida; - Baixo custo.	- Pouco precisa.

Visita ao local	- Verificação de indicadores naturais; - Medições instantâneas com equipamentos de mão; - Informações obtidas em conversas com moradores locais; - Avaliação da acessibilidade ao local; - Disponibilidade de áreas para a instalação.	- Relativamente rápida; - Custo moderado; - Indicativos mais precisos.	- Necessidade de deslocamento ao local; - Caráter subjetivo de algumas análises; - Pouco conclusiva.
Medição	- Instalação de estação meteorológica em local mais próximo possível do local de instalação do sistema; - Tratamento e análise dos dados medidos.	- Totalmente conclusiva.	- Relativamente cara; - Período de tempo longo para obtenção de amostra de dados confiável.

3.4. Caracterização dos Recursos Solar e Eólico

De posse dos dados coletados, a etapa seguinte é o tratamento e análise dos mesmos. O tratamento é normalmente realizado mensalmente, à medida que os dados de um mês completo são coletados. A análise do recurso solar é mais simples, requerendo apenas dados de radiação e, dependendo do método de dimensionamento do sistema de geração empregado, dados de temperatura. Já a análise do recurso eólico é um pouco mais complexa, devido ao fato de se dispor de mais parâmetros para serem analisados. Além da velocidade de vento, são requeridos dados de direção do vento, temperatura e pressão atmosférica. Dados de umidade relativa do ar não são preponderantes na análise em climas tropicais, mas por muitas vezes são coletados, em função do sensor estar normalmente acoplado ao termômetro, com baixo custo associado.

Cada série de dados requer uma forma de tratamento, algumas mais simples e outras mais complexas. Na seqüência são indicadas as formas básicas de tratamento de dados.

- **Irradiação solar média (I_m):** O cálculo da irradiação solar média, dado usualmente em kWh/m^2, em um determinado período, é obtido diretamente através da média dos valores medidos de irradiância (*G*), dados usualmente em kW/m^2 (médias

de dez minutos, incluindo apenas o período do dia compreendido entre o nascer e o pôr do sol). A equação (3.1) apresenta o cálculo:

$$I_m = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} G_i \tag{3.1}$$

onde *N* é o número total de dados do período compreendido entre o nascer e o pôr do sol. Para um mês de 31 dias onde o período diário entre o nascer e o pôr do sol dure exatamente 12 horas, *N* será igual a 2.232 (31 x 24 x 6 / 2).

- **Velocidade média de vento (v_m):** A velocidade média de vento em um determinado período, normalmente dada em m/s, é obtida pela simples média de todos os *N* valores medidos (médias de dez minutos) de velocidade de vento (v_i), conforme apresenta a equação (3.2).

$$v_m = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} v_i \tag{3.2}$$

Para um mês de 30 dias, *N* será igual a 4.320.

- **Direção de vento:** A direção predominante de vento é obtida através da análise dos dados medidos, relacionando-os em faixas, com seus correspondentes pontos cardeais, Norte (N), Sul (S), Leste (L) e Oeste (O), sub-cardeais, Nordeste (NE), Sudeste (SE), Sudoeste (SO) e Noroeste (NO), e sub-sub-cardeais, Nor-Nordeste (NNE), Este-Nordeste (ENE), Este-Sudeste (ESE), Sul-Sudeste (SSE), Sul-Sudoeste (SSO), Oeste-Sudoeste (OSO), Oeste-Noroeste (ONO) e Nor-Noroeste (NNO). Estes últimos são excluídos de alguns tipos de análises. O gráfico de direções é chamado de rosa-dos-ventos.

Como os dados são normalmente medidos em graus, deve-se determinar a faixa abrangida por cada ponto cardeal, conforme mostra a tabela 3.4. Os dados medidos são, então, relacionados percentualmente a cada faixa, compondo a rosa-dos-ventos.

Tabela 3.4 - Faixa, em graus, abrangida por cada ponto sub-sub-cardeal.

Direção	Faixa
N	0º-11,25º e 348,75º-360º
NNE	11,25º-33,75º
NE	33,75º-56,25º
ENE	56,25º-78,75º
L	78,75º-101,25º
ESE	101,25º-123,75º
SE	123,75º-146,25º

SSE	146,25º-168,75º
S	168,75º-191,25º
SSO	191,25º-213,75º
SO	213,75º-236,25º
OSO	236,25º-258,75º
O	258,75º-281,25º
ONO	281,25º-303,75º
NO	303,75º-326,25º
NNO	326,25º-348,75º

- **Distribuição de Weibull:** A distribuição de Weibull é uma das funções densidade de probabilidade que mais se adapta à maioria dos regimes de vento em todo o mundo; ela é bi-paramétrica, ou seja, necessita do cálculo de dois parâmetros para sua análise. O fator de forma (k), adimensional, é calculado através da equação (3.3), enquanto o fator de escala (C), dado em m/s, é calculado através da equação (3.4).

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_m} \right)^{-1,086} \quad (3.3)$$

$$C = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.4)$$

O desvio padrão (σ) é calculado através da equação (3.5), e a solução da função gama ($\Gamma(x)$) é facilmente obtida em tabelas matemáticas ou programas computacionais.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N} \left(v_i - v_m\right)^2} \quad (3.5)$$

De posse dos dois parâmetros de Weibull, a distribuição é obtida através de análise da função densidade de probabilidade de Weibull, apresentada pela equação (3.6), considerando-se uma série de intervalos fixos de velocidade de vento.

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C} \right)^{k} \right]; \left(k > 0,\ v > 0,\ C > 1\right) \quad (3.6)$$

▪ **Temperatura e Pressão atmosférica médias (T_m e Pr_m):** Dados médios de temperatura e pressão são calculados de forma análoga à velocidade de vento, conforme mostrado na equação (3.2), apenas com a substituição dos termos v_m e v_i por T_m e T_i, para a temperatura, e por Pr_m e Pr_i, para a pressão atmosférica.

Alguns dados tratados, como a irradiação solar e a velocidade de vento, são fundamentais na análise, podendo indicar, ou não, a viabilidade de instalação de sistemas híbridos. Outros, como a temperatura e a pressão atmosférica, são utilizados em etapas do dimensionamento, porém não são determinantes para garantir a viabilidade do projeto. A direção de vento é utilizada no auxílio ao processo de posicionamento e instalação dos aerogeradores, não sendo preponderante na etapa de projeto.

A distribuição de Weibull fornece duas importantes conclusões: o fator de escala qualifica a velocidade de vento, ou seja, quanto maior for o valor de C, maior será a velocidade de vento no local; e o fator de forma indica o nível de variação da velocidade de vento no local. Altos valores de k, que resultam em curvas com picos mais acentuados, indicam menores variações na velocidade de vento.

A tabela 3.5 apresenta indicativos de viabilidade da instalação de sistemas híbridos de acordo com os dados medidos e tratados de irradiação solar e velocidade de vento (médias anuais).

Tabela 3.5 - Indicativos de viabilidade da instalação de sistemas híbridos, de acordo com dados medidos e tratados.

I_m (kWh/m^2)	**v_m (m/s)**	**Viabilidade**
≥ 5	≥ 7	**Sim, sistemas híbridos de grande porte**
≥ 4 e < 5	≥ 6 e < 7	**Sim, sistemas híbridos de médio porte**
≥ 3 e < 4	≥ 4 e < 6	**Sim, sistemas híbridos de pequeno porte**
< 3	< 4	**Não**

3.5. Disponibilidade de Combustível

Os principais aspectos logísticos (figura 3.7) relacionados à disponibilidade de combustível resumem-se em:

▪ Verificação de possíveis pontos de venda ou redes de distribuidores de óleo diesel, necessário para o abastecimento do subsistema de geração diesel-elétrica.

Esses estabelecimentos devem estar o mais próximo possível do sistema de geração, para redução dos custos de transporte.

▪ O transporte do combustível, seja fluvial ou rodoviário, até o sistema de geração deve ser feito de forma tal que se consiga minimizar os custos associados. A segurança no transporte também deve ser levada em consideração. Salienta-se que um bom planejamento com relação às estações do ano é fundamental para garantir o suprimento do combustível ao sistema, pois há áreas onde o transporte fluvial é afetado pela estação de seca, e outras onde o rodoviário é prejudicado pela estação chuvosa.

▪ A armazenagem do combustível deve ser feita em tanques adequados, levando-se em consideração critérios mínimos de segurança para pessoas durante o manuseio, bem como para o meio ambiente. Para projetos de instalações de armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis contidos em tanques estacionários com capacidade superior a 250 L, à pressão ≤ 103,4 kPa, deve-se seguir a norma técnica NBR 7505-1.

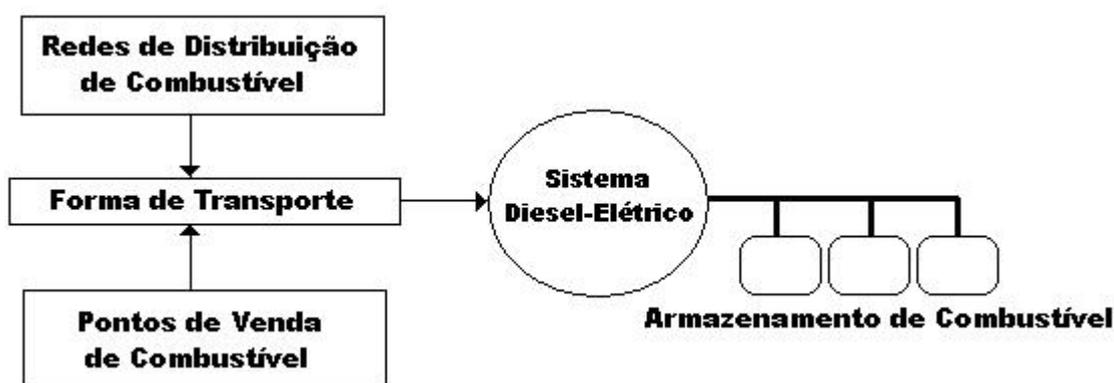



Figura 3.7 - Diagrama de blocos da logística de fornecimento de combustível.

4 - PROJETO DO SISTEMA HÍBRIDO

Após a análise da carga a ser atendida e das potencialidades dos recursos energéticos locais (solar e eólico) para geração de eletricidade, e também verificada a disponibilidade de fornecimento de óleo diesel, a próxima etapa é o dimensionamento do sistema de geração de eletricidade e seus componentes.

4.1. Definição da Estratégia de Operação

Uma boa estratégia de operação visa garantir aos usuários do sistema de geração um atendimento confiável e de qualidade, minimizando simultaneamente os seus custos de implantação e de operação e manutenção. Uma das estratégias de operação de sistemas híbridos é o de carga e descarga do banco de baterias, que visa maximizar sua vida útil. Outro tipo de estratégia é o controle do despacho, que determina quando e como o gerador diesel deve ser ligado e desligado, a fim de minimizar os custos relacionados à operação e manutenção do mesmo. Neste manual é realizada uma breve abordagem de algumas das estratégias de operação utilizadas em sistemas híbridos, onde se procura mostrar as várias configurações existentes, e as diferentes formas de despacho.

Os sistemas híbridos podem ser classificados em três principais grupos de configuração: com o acoplamento dos geradores no barramento de corrente contínua (CC), com o acoplamento dos geradores no barramento de corrente alternada (CA) e com o acoplamento dos geradores de forma mista (barramento CC e CA).

As configurações mistas cujo acoplamento dos geradores que utilizam fontes renováveis de energia é realizado no barramento CC, porém, com a conexão do grupo gerador no barramento CA, é uma configuração bastante utilizada, devido ao fato de os geradores fotovoltaicos fornecerem energia elétrica em CC e a maioria dos aerogeradores de pequeno porte já possuírem um retificador acoplado em sua saída, enquanto que os grupos geradores já possuem um sistema de controle e condicionamento de potência, fornecendo energia elétrica em CA, já nos níveis de tensão utilizados no fornecimento de energia elétrica (usualmente, 127/220 V ou 220/380 V).

A configuração com o acoplamento dos geradores no barramento CA concretizou-se como uma alternativa confiável recentemente. Uma das principais vantagens desta configuração é que a potência de cada uma das fontes pode ser inferior à potência máxima a ser atendida pelo sistema. Porém, ela requer um sistema de controle e condicionamento mais sofisticado, para que os equipamentos possam operar em paralelo [DALBON *et alii*, 2002].

Estudos mais detalhados são necessários para se determinar qual das duas configurações é mais vantajosa. Essa questão pode depender de diversos fatores

particulares de cada caso [OMARI *et alii*, 2003]. As vantagens e desvantagens das várias configurações passíveis de serem aplicadas dependem das diferentes condições de oferta e demanda de energia e das diferentes estratégias de operação assumidas.

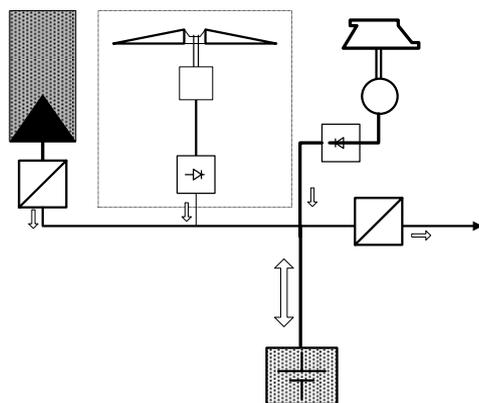
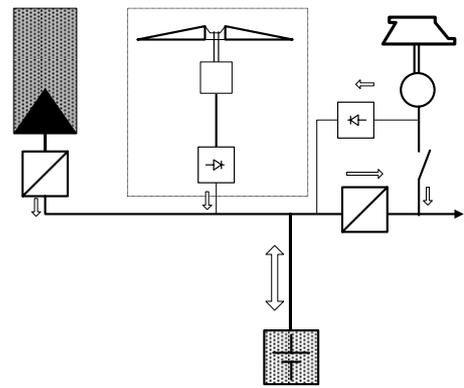
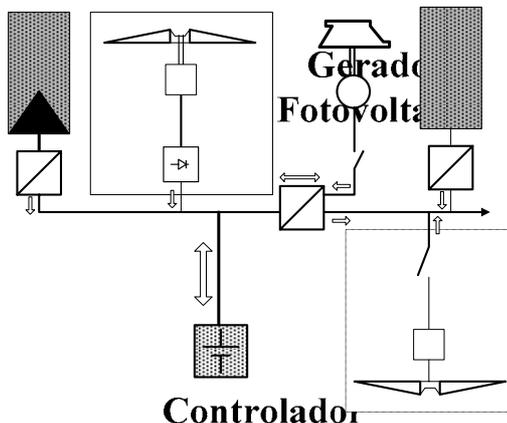
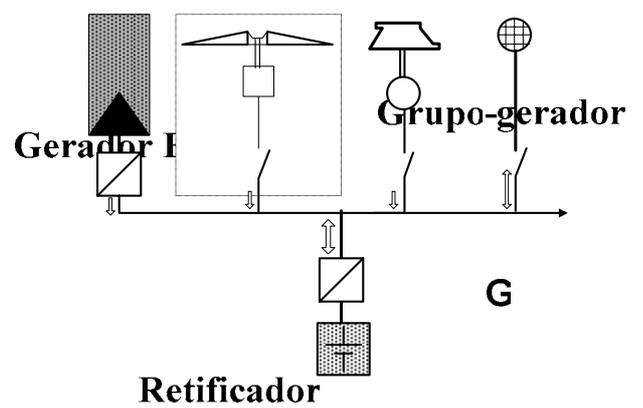
Nas figuras 4.1(a), (b), (c) e (d) são apresentados os diagramas de quatro configurações que podem ser obtidas a partir da classificação dada anteriormente. As configurações 4.1(b) e 4.1(c) podem ser classificadas como mistas, enquanto que as configurações 4.1(a) e 4.1(d) têm os acoplamentos feitos inteiramente no barramento CC e CA, respectivamente.

(a) Configuração 1.

(b) Configuração 2.

(c) Configuração 3.

(d) Configuração 4.

Figura 4.1 - Sistema híbrido com estrutura modularmente expansível com componentes acoplados diretamente no: lado CC (a), lado CC e CA (b), e (c) e lado CA (d).

Vale ressaltar que a maioria dos equipamentos utilizados são importados, uma vez que não existem equipamentos nacionais que desempenham funções de controle

mais sofisticadas em sistemas de pequeno porte, como o sincronismo de diversas fontes no barramento CA.

Dentro do escopo de otimização da operação do sistema encontram-se diversos fatores: a minimização do consumo de óleo diesel, o melhor aproveitamento possível de energia proveniente das fontes renováveis, a maximização da vida útil do banco de baterias, o melhor atendimento das cargas, entre outros. O principal fator que determina uma operação ótima do sistema é a utilização do grupo gerador, ou seja, a pergunta que se deve fazer é: quando e como o grupo gerador deve ser conectado ao sistema. A resposta para “como se deve conectar o grupo gerador ao sistema” depende, basicamente, da configuração do sistema (ligado direto à rede, ligado ao barramento CC, etc.), enquanto que a resposta para “quando se deve conectar o grupo gerador ao sistema” depende da estratégia de despacho adotada.

A estratégia de despacho que pode ser considerada a mais simples é aquela onde o gerador é acionado automaticamente quando a bateria atinge certo nível mínimo de tensão, determinado pela sua profundidade máxima de descarga [BLASQUES, 2005]. Uma vez acionado, o gerador permanece conectado ao sistema até que o estado de carga do banco de baterias atinja um determinado valor, que também pode ser determinado pelo nível de tensão do banco. Esta estratégia é doravante denominada de estratégia de “estado de carga” ou simplesmente estratégia EDC.

Uma estratégia um pouco mais sofisticada, que pode ser considerada uma melhoria da estratégia anterior, é a que também leva em consideração a potência demandada pela carga no instante do acionamento do grupo gerador. Neste caso, o gerador é acionado quando o estado de carga do banco de baterias está baixo ou quando a potência demandada pelas cargas é muito elevada. O valor de potência no qual o grupo gerador deve ser acionado, potência crítica (PC), é determinado por um critério que estabelece uma relação entre o custo da energia das baterias e o custo de operação do grupo gerador [BARLEY e WINN, 1996]. A potência crítica pode ser calculada por meio da equação abaixo:

$$PC = \frac{0,08415 \cdot C_C}{C_{EB} - 0,246 \cdot C_C} \cdot P_n \qquad (4.1)$$

onde:

C_C: custo do combustível ($/L);

P_n: potência nominal do grupo gerador (kWe).

O termo C_{EB} se refere ao custo da energia do banco de baterias e pode ser calculado pela equação abaixo:

$$C_{EB} = \frac{C_{BAT}}{C_B \cdot (P_{D\max}/100) \cdot n} \quad (4.2)$$

onde,

C_{BAT} : custo da bateria ($);

C_B: capacidade da bateria (kWh);

P_{Dmax}: profundidade de descarga máxima (%);

n: número de ciclos de carga e descarga.

A combinação da estratégia de estado de carga com a estratégia da potência crítica é doravante denominada de estratégia EDC + PC.

A estratégia de operação do diesel funcionando 24 h é outra alternativa em que a parte renovável é acoplada diretamente no barramento CA (em geral, via inversor), com o objetivo de minimizar ao máximo o consumo de combustível e reduzir o tamanho e a utilização do banco de baterias. Nessa estratégia o grupo gerador a diesel é quem forma e comanda a minirrede de distribuição. Em caso de falha ou manutenção do grupo gerador, o sistema alternativo assume a operação do sistema, dependendo do estado de carga do banco de baterias. Essa estratégia é denominada D12 ou D24, dependendo do período de atendimento da minirrede (Configuração 4).

Desta forma, combinando as quatro configurações, as cinco estratégias de despacho e considerando dois períodos de fornecimento (12 ou 24 h), chega-se a um total de quatorze diferentes estratégias de operação, que são apresentadas na tabela 4.1. Uma avaliação mais detalhada de estratégias de operação de sistemas híbridos pode ser encontrada em [HAUSCHILD, 2006].

Tabela 4.1 - Relação de estratégias de operação.

Configuração	**Estratégia de Despacho**	**Período de Fornecimento**	**Estratégia de Operação**
Configuração 1	EDC	12 horas	C1_EDC_12
		24 horas	C1_EDC_24
	EDC + PC	12 horas	C1_EDC+PC_12
		24 horas	C1_EDC+PC_24
Configuração 2	EDC	12 horas	C2_EDC_12
		24 horas	C2_EDC_24
	EDC + PC	12 horas	C2_EDC+PC_12
		24 horas	C1_EDC+PC_24
Configuração 3	EDC	12 horas	C3_EDC_12

		24 horas	C3_EDC_24
	EDC + PC	12 horas	C3_EDC+PC_12
		24 horas	C3_EDC+PC_24
Configuração 4	D12	12 horas	C4_D12
	D24	24 horas	C4_D24

4.2. Considerações de Projeto

Para melhor assimilação dos conceitos abordados, faz-se a apresentação da teoria e em seguida aplica-se em um estudo de caso simplificado de dimensionamento de um sistema híbrido fotovoltaico- eólico-diesel para eletrificação de uma determinada localidade. O projeto do sistema parte da estimativa da curva de carga típica da localidade, apresentada na figura 4.2, e das medições de velocidade de vento e irradiância na localidade. A figura 4.3 mostra o perfil típico da velocidade do vento (medição a 30 metros de altura) e da irradiância na localidade, notando-se, neste caso, a complementaridade entre as fontes solar e eólica. A figura 4.4 mostra a freqüência relativa da velocidade do vento (percentagem do tempo em que a velocidade do vento permaneceu em uma determinada faixa).

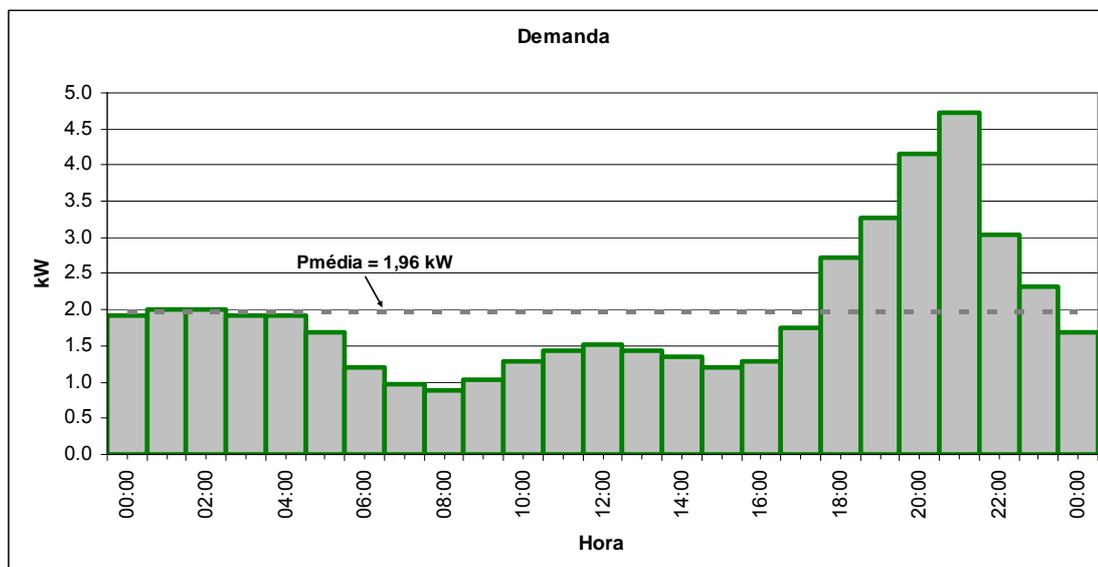



Figura 4.2 - Curva de carga diária estimada para a localidade.

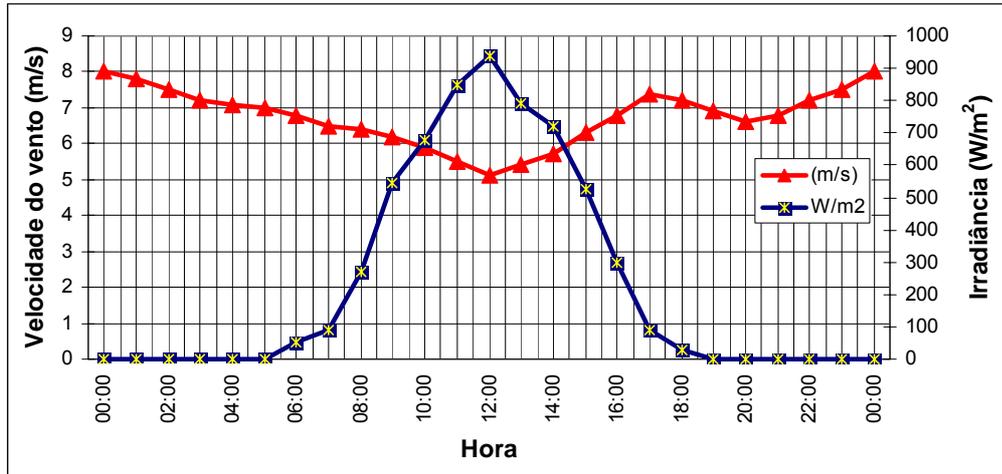



Figura 4.3 - Perfil típico diário da irradiância e da velocidade do vento na localidade.

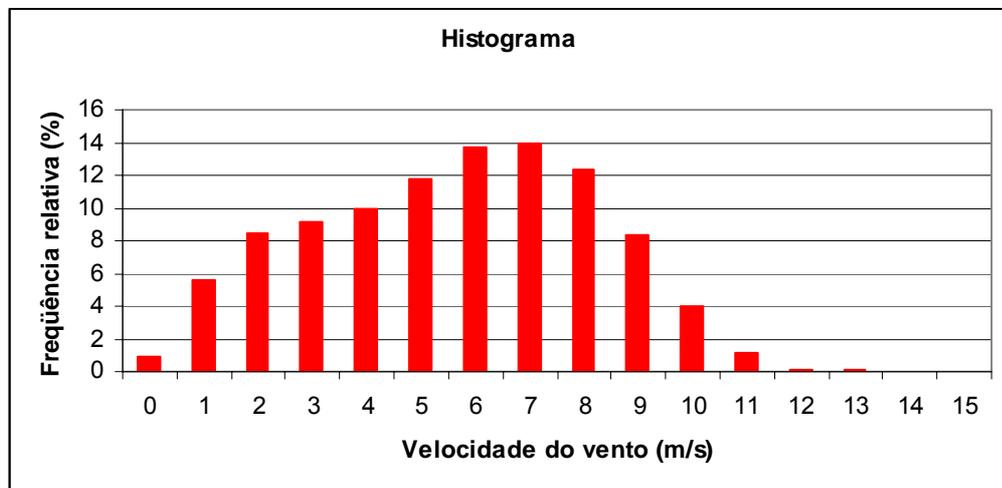



Figura 4.4 - Distribuição de freqüência da velocidade do vento (medição a 30 metros de altura).

Para se obter a energia consumida diariamente pela carga (C), faz-se:

$$C = \sum_{i=1}^{I} P_i \cdot \Delta t \quad \text{(kWh)} \tag{4.3}$$

onde,

Δt: é o intervalo de medição (quanto menor, mais precisa será a estimativa);

P_i: é a demanda de potência ativa medida em cada intervalo;

I: é a quantidade de intervalos.

Se o intervalo de medição for feito em minutos, então o mesmo é expresso como uma fração de hora, por exemplo, para um intervalo de medição de 5 minutos tem-se $\Delta t = 5/60$ h.

No presente exemplo tem-se a média horária da potência ativa. Logo, o consumo diário da comunidade, fazendo o somatório de todas as potências e multiplicando por 1h (uma hora), é igual a 47 kWh (o consumo também é igual à área delimitada pela curva de carga, ou seja, pela sua integração no tempo).

Outro ponto a ser considerado refere-se à demanda reprimida, já que, com a eletrificação da localidade, existe a tendência do aumento imediato do consumo, seja por novos consumidores ou pela demanda de novos tipos de serviços, como refrigeração, comunicação, entre outros.

Para o caso do exemplo estudado, dimensiona-se o sistema para que seja capaz de atender uma demanda reprimida (DR) de 20 % do consumo atual estimado. Então, o consumo fica:

$$C' = \left(1 + \frac{DR}{100}\right) \cdot C = 56,40\ kWh \tag{4.4}$$

O consumo corrigido no lado CC é dado, considerando-se as perdas na distribuição (caso a curva de carga for estimada considerando-se somente a demanda dos equipamentos dos consumidores) e a eficiência do processo de conversão CC-CA:

$$C_{COR} = \frac{C'}{\left(1 - \frac{\Omega_{perdas}}{100}\right)} \tag{4.5}$$

onde,

Ω_{perdas}: é a percentagem de perdas totais entre a energia produzida no lado CC e a entregue às cargas no lado CA (incluídas as perdas na conversão e distribuição da energia elétrica).

Considerando-se 15 % de perdas, a energia requerida diariamente no lado CC é:

$$C_{COR} = \frac{56,40}{(1 - 15/100)} = 66,35\ kWh$$

Então, há a necessidade de se projetar um banco de baterias capaz de entregar diariamente essa energia (em períodos de indisponibilidade da geração renovável), bem como um sistema de geração capaz também de repor a referida energia ao banco de baterias.

Cabe enfatizar que os equipamentos responsáveis pela entrega da energia à rede de distribuição (inversor ou grupo gerador a diesel) devem possuir capacidade de surto, que deve ser especificada de acordo com a natureza dos equipamentos que compõem a carga. Equipamentos que exigem altos valores de corrente de partida,

como motores elétricos, devem merecer atenção especial no dimensionamento, para que o inversor ou o grupo gerador a diesel possa fornecer, durante um curto intervalo de tempo, a potência necessária para acionar esses equipamentos.

Um outro parâmetro importante que deve ser especificado nesta etapa é a tensão nominal (V_N) do sistema do lado CC, escolhida normalmente em função da corrente de pico do projeto. A elevação no valor da tensão nominal permite a redução da corrente, com conseqüente diminuição da seção reta dos condutores e redução de riscos. No entanto, deve-se atentar para a utilização de níveis de tensão compatíveis com os disponíveis comercialmente em equipamentos. Em sistemas híbridos, uma vez determinado esse valor, todos os equipamentos deverão ser adequados para, no lado CC, operar dentro dessa faixa. A equação (4.5) relaciona a tensão nominal do sistema com a corrente de pico (I_{Pico}), ambas do lado CC, através da potência máxima gerada ou demandada pela carga (P_{Pico}), em W. A eficiência do inversor (η_{inv}) é considerada apenas se P_{Pico} corresponder à demanda da carga atendida em CA.

$$I_{pico} = \frac{P_{pico}}{\eta_{inv} \cdot V_N} \tag{4.6}$$

4.3. Dimensionamento do Subsistema de Armazenamento

A capacidade energética máxima de uma bateria (C_E) é dada simplesmente pelo produto entre a sua capacidade de corrente e sua tensão nominal. Entretanto, a capacidade energética útil de uma bateria depende da especificação de sua profundidade máxima de descarga, e também do regime de operação ao qual a bateria é submetida. Por questões de aumento na expectativa de sua vida útil, cada tipo de bateria utilizada em sistemas de energia possui níveis recomendados de profundidade máxima de descarga (P_{Dmax}), normalmente expressa em percentagem. Dessa forma, a capacidade energética útil (C_B) de uma bateria é dada por:

$$C_B = C_E \cdot \frac{P_{D\max}}{100} \tag{4.7}$$

Logo, para ser capaz de suprir um determinado consumo diário mais as perdas (C_{COR}), o subsistema de armazenamento deve possuir uma capacidade total (C_{BB}), em kWh, dada pela equação:

$$C_{BB} = \frac{C_{COR} \cdot N}{\left(1 - \frac{\Omega_{a-c}}{100}\right)} \tag{4.8}$$

onde,

Ω_{a-c}: representa a percentagem de perdas nos dispositivos de armazenamento e controle;

N: representa os dias de autonomia. O termo N deve ser necessariamente representado por dias; caso a autonomia desejada seja equivalente a um intervalo de horas, N deve ser fracionário.

Portanto, de posse das equações (4.6) e (4.7), o número de baterias (nb) necessárias para suprir determinada carga com uma autonomia de N dias é:

$$nb = \frac{C_{BB}}{C_B} \tag{4.9}$$

Tendo nb que ser necessariamente um número inteiro, deve-se arredondar o resultado (normalmente para maior), dependendo da tensão nominal do banco e da associação série-paralelo entre as baterias.

Este método é eficiente em situações onde o consumo diário não excede o valor calculado (C_{COR}). Nesses casos, se o sistema de armazenamento e controle operar satisfatoriamente, a carga é sempre satisfeita e o índice de interrupção é nulo. Em casos onde o consumo diário exceder o calculado, a conseqüência imediata é a redução na autonomia do sistema, até o ponto em que haverá interrupção no atendimento, originado por corte efetuado pelo sistema de controle. Essas suposições consideram sempre que a geração é capaz de carregar o banco de baterias em níveis satisfatórios. Situações onde a geração é maior do que a prevista contribuem para a manutenção da autonomia especificada, mesmo em situações de consumos maiores que C_{COR}. De maneira análoga, se a geração for inferior à prevista, a autonomia do sistema é reduzida, em função da energia gerada não ser suficiente para recarregar o banco de baterias.

Considerando-se para o presente exemplo o uso de baterias de chumbo-ácido estacionárias de 220 Ah, tensão nominal de 12 V_{CC}, profundidade de descarga igual a 30 %, autonomia energética do sistema de 1 dia e 2 % de perdas nos dispositivos de armazenamento e controle, tem-se que a quantidade de baterias necessárias (usando-se as equações 4.7, 4.8 e 4.9) para atendimento, durante 24 horas, da demanda da localidade por meio do sistema com geração renovável, seria de pelo menos 86 baterias.

$$nb = \frac{66{,}35 \cdot 1}{(220 \cdot 12/1.000) \cdot (30/100) \cdot (98/100)} \cong 86$$

Portanto, faz-se necessária a utilização de um subsistema auxiliar de geração operado por motor a combustão (no caso, o gerador a diesel) para atendimento da demanda em determinados períodos, e com o intuito de diminuir a capacidade do banco de baterias.

Infelizmente, o banco de baterias é o elo fraco do sistema, pois a expectativa do tempo de vida útil das baterias de chumbo-ácido é bem menor do que o dos demais componentes de um sistema isolado com geração renovável.

No presente estudo de caso, realizando-se o atendimento das cargas pelo grupo gerador diesel durante 4 horas por dia, no horário de maior demanda (das 18:00 às 22:00 horas), sendo esse critério de decisão também baseado no estudo da potência crítica (equação 4.1), tem-se que o grupo gerador diesel atenderia a 19 kWh do consumo diário no lado CA, considerando nos cálculos 20 % de demanda reprimida e 5 % de perdas na rede de distribuição. Logo, a quantidade de baterias necessárias para atendimento de 44,85 kWh do consumo no lado CC, seria de 58 baterias, considerando 10 % de perdas na conversão CC-CA e 2 % de perdas nos dispositivos de armazenamento e controle. Para uma tensão CC do sistema (tensão de entrada do inversor) de 48 V_{CC}, haveria a necessidade de 60 baterias (aumentando assim um pouco mais a autonomia do sistema), sendo configuradas como 4 baterias ligadas em série e 15 ligações em paralelo. Neste caso, o ideal é que o banco de baterias fosse dividido em blocos com menos ligações em paralelo, cada um dos quais ligado a um inversor.

4.4. Dimensionamento do Subsistema de Geração

4.4.1. Sistema Eólico

O comportamento estocástico da velocidade de vento, associado ao fato dessa variável ser fundamental na análise, torna a etapa de medição muito importante, como já comentado anteriormente. Assim, as análises do potencial de geração eólica devem ser feitas a partir de medições suficientemente precisas e em intervalos amostrais relativamente curtos.

A potência produzida por um aerogerador depende tanto das suas características de projeto, quanto das características do vento no local de sua instalação. Esses parâmetros determinam o fator de capacidade do aerogerador (FC). Esse fator é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada em um período de tempo e a que seria produzida caso o aerogerador operasse com sua potência nominal durante todo esse período.

O cálculo da energia produzida em um determinado período por um aerogerador é de fundamental importância na avaliação de qualquer projeto que vise ao aproveitamento da energia eólica para geração de eletricidade. Para esse cálculo determina-se, através da série de dados de vento medida, a distribuição de freqüência da velocidade do vento ao longo de um período (quanto maior o período de análise, mais confiável é a probabilidade de ocorrência) e aplica-se esse histograma à curva da potência de saída do aerogerador.

A curva de potência de um aerogerador indica a saída de energia elétrica do mesmo para uma carga, um sistema de armazenamento, ou uma rede elétrica, em função da velocidade do vento na altura do rotor. O resultado da aplicação da distribuição de freqüência pela curva de potência do aerogerador fornece a quantidade de energia produzida no período considerado. É comum realizar-se o cálculo usando intervalos de velocidade de vento de 1 m/s, obtendo-se resultados com precisão satisfatória [MACÊDO, 2002]. Entretanto, quanto mais estreitos forem os intervalos de velocidade, maior será a precisão da estimativa de produção de energia.

Tomando-se a curva de potência na saída do estágio de retificação para um aerogerador de 7,5 kW de potência nominal de um determinado fabricante (figura 4.5) e de posse da distribuição de freqüência da velocidade do vento de uma localidade, calcula-se, para o exemplo em questão, a energia estimada produzida diariamente pelo aerogerador a ser instalado nessa localidade (figura 4.6).

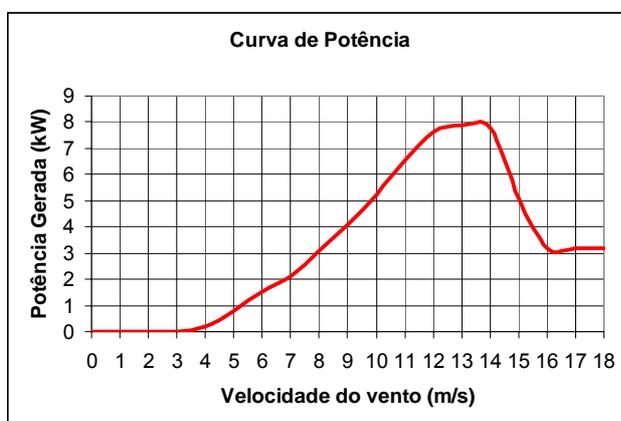



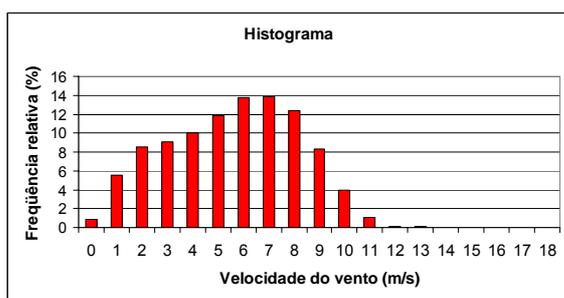
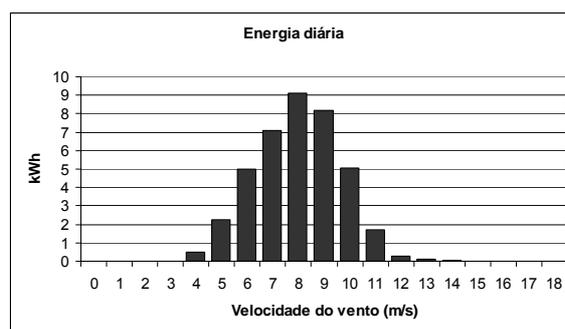
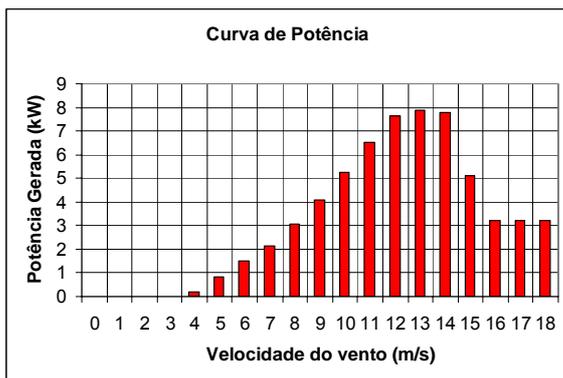
Figura 4.5 - Curva de potência do aerogerador utilizado.

X

=

Figura 4.6 - Cálculo da energia diária produzida pelo aerogerador, baseada na distribuição de freqüência da velocidade do vento.

Os valores de cada raia da figura 4.6 são apresentados na tabela 4.2, na qual é sintetizado o cálculo realizado para a estimativa da energia elétrica diária produzida pelo aerogerador.

Tabela 4.2 Distribuição de freqüência da velocidade do vento na localidade e energia produzida pelo aerogerador.

Velocidade do vento (m/s)	**Freqüência relativa (%)**	**Quantidade de horas (h) em um dia**	**Potência fornecida pelo aerogerador (kW)**	**Energia elétrica produzida (kWh)**
0	0,90	0,22	0	0
1	5,70	1,37	0	0
2	8,50	2,04	0	0
3	9,40	2,26	0	0
4	10,00	2,40	0,202	0,48
5	11,80	2,83	0,804	2,28
6	13,75	3,30	1,507	4,97
7	13,90	3,34	2,120	7,07
8	12,40	2,98	3,060	9,11
9	8,30	1,99	4,100	8,17
10	4,00	0,96	5,240	5,03
11	1,10	0,26	6,541	1,73
12	0,15	0,04	7,654	0,28
13	0,06	0,01	7,869	0,11
14	0,03	0,01	7,800	0,06
15	0,01	0,00	5,100	0,01
16	0	0,00	3,200	0,00
17	0	0,00	3,200	0,00
18	0	0,00	3,200	0,00
Energia diária (kWh)				39,3

O fator de capacidade calculado para esse aerogerador, sob esse regime de vento, é igual a 22 %.

$$FC = \frac{Energia\ efetivamente\ gerada(kWh)}{P(kW) \cdot \Delta t(h)} \cdot 100 \quad (4.10)$$

$$FC = \frac{39{,}3}{7{,}5 \cdot 24} \cdot 100 = 22\,\%$$

É muito importante realizar simulações com curvas de potência de vários aerogeradores de diferentes potências nominais e fabricantes, para verificar quais deles se adequam melhor ao perfil do vento local, e apresentam melhor fator de capacidade, objetivando-se sempre a minimização do custo da energia gerada. Aerogeradores com velocidade de partida menores favorecem o aproveitamento da energia em baixas velocidades de vento (característica de vários locais da Região Amazônica). Há casos estudados em que aerogeradores com potência nominal 25 % menor que as dos outros de fabricantes, produzem mais energia anualmente, pois têm melhor rendimento para o perfil de vento local. [MACÊDO, 2002].

A estimativa da energia diária produzida pelo aerogerador e entregue diariamente ao banco de baterias é de 39,3 kWh. Nota-se que somente um aerogerador desse tipo não atende diariamente todo o consumo requisitado no lado CC (44,85 kWh), havendo um *déficit* de 5,55 kWh para a carga (lado CC).

Devido à existência de períodos de calmaria do vento (períodos de geração eólica nula) e à sazonalidade do comportamento do vento na localidade, torna-se conveniente, para aumento da confiabilidade do sistema e complemento da energia no lado CC, a utilização de outra fonte de geração, no caso a solar fotovoltaica, cujo projeto é descrito no tópico seguir.

4.4.2. Sistema Fotovoltaico

No projeto do sistema fotovoltaico deve-se calcular uma potência mínima instalada do arranjo para suprir a carga requisitada, já considerando todas as perdas envolvidas no processo. Essa potência é aqui denominada de potência de projeto (P_{PROJ}), sendo calculada, em kW, pela equação:

$$P_{PROJ} = \frac{C_{COR-FV}}{\left(1 - \frac{\Omega_{FV}}{100}\right) \cdot HSP} \quad (4.11)$$

onde,

C_{COR-FV} : é o consumo CC solicitado à geração fotovoltaica (kWh);

Ω_{FV} : são as perdas na fiação e por dispersão (%);

HSP: é o número de horas de sol pleno (h).

As perdas por dispersão das características dos módulos devem-se ao fato dos valores de potência dos módulos fotovoltaicos fornecidos pelos fabricantes serem definidos para uma condição padrão de testes realizados em amostras de módulos de determinado tipo, que nem sempre é satisfeita por todos os módulos desse mesmo tipo. Ainda, em regiões de clima muito quente, por exemplo, são praticamente impossíveis níveis de radiação de 1.000 W/m^2 com temperaturas de célula da ordem de 25 ºC. Como a temperatura e a radiação são parâmetros que influenciam bastante as características dos módulos, em geral a potência efetivamente verificada é menor que a nominal.

O número de horas de sol pleno (HSP) [PINHO, 2007] é usualmente apresentado para um dia médio de cada mês do ano. A sua utilização na equação acima pode sofrer duas variações. Em sistemas considerados críticos, geralmente quando a fonte solar é a única disponível e/ou o índice de interrupção deve ser mínimo, utiliza-se o número de horas de sol pleno mínimo verificado entre as médias de todos os meses. Em sistemas híbridos ou interligados à rede, onde há a complementação da energia gerada por outras fontes, utiliza-se normalmente um valor médio de *HSP*.

Para o exemplo estudado, a potência de projeto é calculada considerando-se 5 horas de sol pleno (valor anual médio de *HSP* na localidade) e 20 % de perdas (fiação e dispersão). Logo, a potência de projeto é de 1,39 kW.

$$P_{PROJ} = \frac{5,55}{\left(1 - \frac{20}{100}\right) \cdot 5} = 1,39\ kW$$

Com a potência de projeto calculada, define-se a potência efetivamente instalada do sistema fotovoltaico (P_{FV}), em kW$_P$, de tal modo que ela seja igual ou maior que P_{PROJ}. Em alguns casos, pode-se superdimensionar o arranjo para garantir maior confiabilidade ao sistema, se isolado, ou maior lucro com a venda de energia, se interligado com esquema de intercâmbio com a rede elétrica da concessionária.

Considerando, por exemplo, o uso de módulos fotovoltaicos de potência nominal de 85 W$_P$, calcula-se que a quantidade de módulos necessários será 1.390/85 = 16,35, ou seja, 17 módulos. No caso, como a tensão nominal CC do sistema é de 48 V$_{CC}$, são necessários 20 módulos fotovoltaicos (configuração de 4 módulos em série e 5 ligações em paralelo), totalizando uma potência efetivamente instalada (P_{FV}) de 1,7 kW$_P$.

4.4.3. Grupo Gerador

Supondo-se não haver quaisquer restrições quanto à disponibilidade e uso de combustível, sistemas de geração a diesel são dimensionados de forma a atender totalmente a carga, consideradas as perdas envolvidas no processo. Por estarem

disponíveis comercialmente em uma vasta gama de potências, a determinação do valor de potência do gerador mais adequado ao sistema irá depender apenas dos custos envolvidos, da finalidade do sistema e da estratégia de operação adotada.

O grupo gerador, do presente estudo de caso, atua como alternativa de *backup*, operando apenas em situações onde há indisponibilidade de energia renovável gerada e armazenada, ou na estratégia de operação para situações de potência elevada ou crítica.

O grupo gerador deve ser dimensionado para suprir completamente a carga durante o período em que a geração renovável está indisponível. Em contrapartida, em situações onde o gerador alimenta diretamente o banco de baterias através da utilização de um retificador, sua potência nominal deve ser especificada para que ele opere com fator de carregamento ótimo, pois nessas condições o gerador apresenta máxima eficiência.

Definida a potência nominal do gerador (P_{GMG}), dada em kWe, o seu consumo estimado de combustível (F), em L/h, é dado pela relação de Skarstein e Uhlen (1989) apresentada pela equação:

$$F = 0,246 \cdot P_{ci} + 0,08415 \cdot P_{GMG} \quad (4.12)$$

O termo P_{Ci}, dado em kW, representa a potência efetivamente demandada pela carga em determinado instante. Para fins de cálculos práticos, quando não se dispuser de valores pontuais de demanda, pode-se considerar o primeiro termo da equação (4.12) como a potência total instalada e multiplicá-lo pelo fator de carga (f_c) das instalações, o que garante uma aproximação razoável.

Voltando ao estudo de caso, o gerador a diesel assumiria a maior demanda no horário das 21:00 h (ver figura 4.2) com cerca de 4,7 kW. Considerando um fator de potência de 0,8, e também as perdas na rede de distribuição em 5 % e demanda reprimida de 20 %, a potência aparente nominal mínima do grupo gerador a ser escolhido deve ser de 7,42 kVA.

$$\frac{4,7 \cdot 1,2}{0,8 \cdot \left(1 - \frac{5}{100}\right)} = 7,42\, kVA$$

Com isso, o grupo gerador a diesel escolhido para atendimento da localidade é de 10 kVA (trifásico 127/220 V_{CA}), com potência efetiva nominal de 8 kWe, consumindo nas 4 horas de operação cerca de 7,13 litros de combustível (equação 4.10). Se a geração a diesel atendesse a demanda da localidade por 24 horas (observando-se ainda que para esse fim haveria a necessidade de aquisição de outra máquina reserva) o consumo de combustível seria de 30,04 litros, verificando-se uma representativa economia diária de combustível com o sistema de geração renovável

em operação, além da minimização da emissão de gases poluentes ao meio ambiente.

4.5. Dimensionamento do Subsistema de Condicionamento de Potência

Entre os componentes típicos de um sistema de condicionamento de potência de sistemas híbridos para geração de eletricidade, dois equipamentos merecem especial destaque em seu dimensionamento: controladores de carga e inversores de tensão. Demais equipamentos, como retificadores de aerogeradores, unidades de controle de grupos geradores, entre outros, são na maioria das vezes fornecidos conjuntamente com os equipamentos principais. Situações de exceção ocorrem quando a filosofia da operação do sistema é peculiar, quando principalmente as unidades de controle do grupo gerador devem ser especificamente projetadas para garantir desempenho ótimo ao sistema.

4.5.1. Controlador de Carga

Controladores de carga ligados a sistemas fotovoltaicos devem ser dimensionados de forma tal que permitam a passagem da corrente máxima especificada do arranjo FV para o banco de baterias. Situações de máxima corrente são indicadas nos módulos fotovoltaicos por seus valores de corrente de curto-circuito. Dessa forma, a capacidade mínima do controlador de carga (C_{cont}), em A, deve ser igual à corrente de curto-circuito total do arranjo ($I_{SCarranjo}$), também dada em A, conforme mostra a equação (4.11).

$$C_{cont} = I_{SCarranjo} \tag{4.13}$$

Como as características elétricas dos módulos são fornecidas segundo uma condição padrão de testes, podem ocorrer situações onde as condições verificadas na prática excedam os valores de testes (níveis de irradiância maiores que 1.000 W/m^2, por exemplo). Nesses casos, há uma tendência natural de conseqüente elevação nos valores de corrente de curto-circuito do arranjo, variando de acordo com as condições climáticas do local de instalação. Em alguns casos, recomenda-se a utilização de um fator de segurança variando de 25 % [GTEF-CRESESB/CEPEL, 1999] a 30 % [USHER e ROSS, 1998], de acordo com a situação. Alguns controladores de carga modernos já são fabricados para suprir determinados picos de corrente, devendo ser analisado esse fato quando do dimensionamento do componente. De uma maneira geral, a equação (4.11) confere bons níveis de segurança.

Outros pontos a serem destacados na seleção do controlador de carga é a sua tensão nominal, que deve ser a mesma do barramento CC do sistema, sua configuração (série, “shunt” ou mista) e a estratégia de controle do mesmo (“ON/OFF” ou tensão constante) [OLIVEIRA, 2005].

As funções desejáveis para um controlador de carga são as seguintes:

a) Proteção contra sobrecargas;

b) Proteção contra descargas profundas;

c) Informação do estado de carga;

d) Baixo autoconsumo.

4.5.2. Inversor de Tensão

Para especificar um inversor de tensão é necessário considerar tanto a tensão de entrada do equipamento (CC) quanto a tensão de fornecimento (saída CA). Em termos da potência, os inversores são dimensionados levando-se em consideração basicamente dois fatores: o primeiro é a potência elétrica que deverá suprir em operação normal por determinado período de tempo; o segundo é a capacidade de surto do equipamento, que deve ser especificada de acordo com a natureza dos equipamentos que compõem a carga. Equipamentos que exigem altos valores de corrente de partida, como motores elétricos, devem merecer atenção especial no dimensionamento, para que o inversor possa fornecer, durante um curto intervalo de tempo, a potência necessária para acionar esses equipamentos. Outro fator importante na especificação é que se devem observar todas as exigências que a carga fará ao inversor, não somente em relação à potência, mas também à variação de tensão, à freqüência e à forma de onda de tensão de saída.

Inversores em sistemas isolados devem possuir capacidade de atender a carga máxima instalada de maneira contínua e dentro dos padrões de qualidade indicados pelas normas vigentes.

Um outro parâmetro de grande importância na seleção do inversor a ser utilizado é sua eficiência. Uma variação de 1 % na eficiência pode resultar em um diferencial de 10 % na energia anual gerada [RÜTHER, 2004]. Atualmente, a grande maioria dos fabricantes informa valores maiores que 90 % de eficiência de conversão. Valores muito inferiores representam perdas excessivas, que podem comprometer a viabilidade do projeto.

4.5.3. Equipamentos de Controle e Proteção

O dimensionamento dos cabos elétricos, disjuntores, chaves, fusíveis, e demais componentes elétricos que compõem o sistema deve seguir os critérios adotados na norma brasileira de instalações elétricas de baixa tensão, ABNT NBR 5410.

Ressalta-se que no lado CC a tensão é geralmente baixa e a corrente elevada. Logo, deve-se dimensionar a seção mínima do condutor pelos critérios apresentados na norma, em especial pelo da queda de tensão.

4.6. Dimensionamento da Minirrede de Distribuição de Energia

O projeto de uma minirrede segue basicamente os mesmos critérios e normas de uma rede de distribuição convencional, havendo, entretanto, algumas características

peculiares aos sistemas de pequeno porte, que devem ser consideradas. Em geral, há uma série de suposições que devem ser feitas e, para isso, é necessário alguma experiência e prudência. Por exemplo, a distribuição espacial e a demanda de potência da comunidade devem ser conhecidas antes que o tipo de rede seja definido e as bitolas dos condutores estabelecidas. Conseqüentemente, uma curva de demanda deve ser estimada com base em experiências prévias e nos levantamentos de carga e socioeconômico, e o projeto pode ser realizado de acordo com essa demanda estimada.

Este tópico aborda os principais fatores que dizem respeito ao projeto de uma minirrede, tais como a alocação da casa de força, a disposição física da minirrede na área de abrangência do atendimento de energia elétrica, as bitolas dos condutores e os demais componentes da rede.

- **Distribuição espacial**

O esforço de mapeamento deve começar com um esboço da comunidade (croquis), começando com as características gerais encontradas no local e terminando com a localização de consumidores como: residências específicas, lojas, escolas, e de outras cargas potenciais da comunidade.

- **Configuração da rede**

A finalidade principal do croquis é fornecer os dados necessários para a disposição do sistema de distribuição, de modo que o projeto detalhado possa ser iniciado (dimensionamento de, condutores, postes e proteções). Para isso, deve-se percorrer toda a comunidade, visitando os potenciais consumidores, para avaliar quais as cargas que devem ser atendidas durante o pico de demanda diária, e indicar isto na posição apropriada no mapa. Se um motor ou outra carga com característica especial for usada por qualquer consumidor, isto deve também ser registrado. A figura 4.7 mostra um exemplo prático desse procedimento, realizado para uma comunidade no interior do estado do Pará.

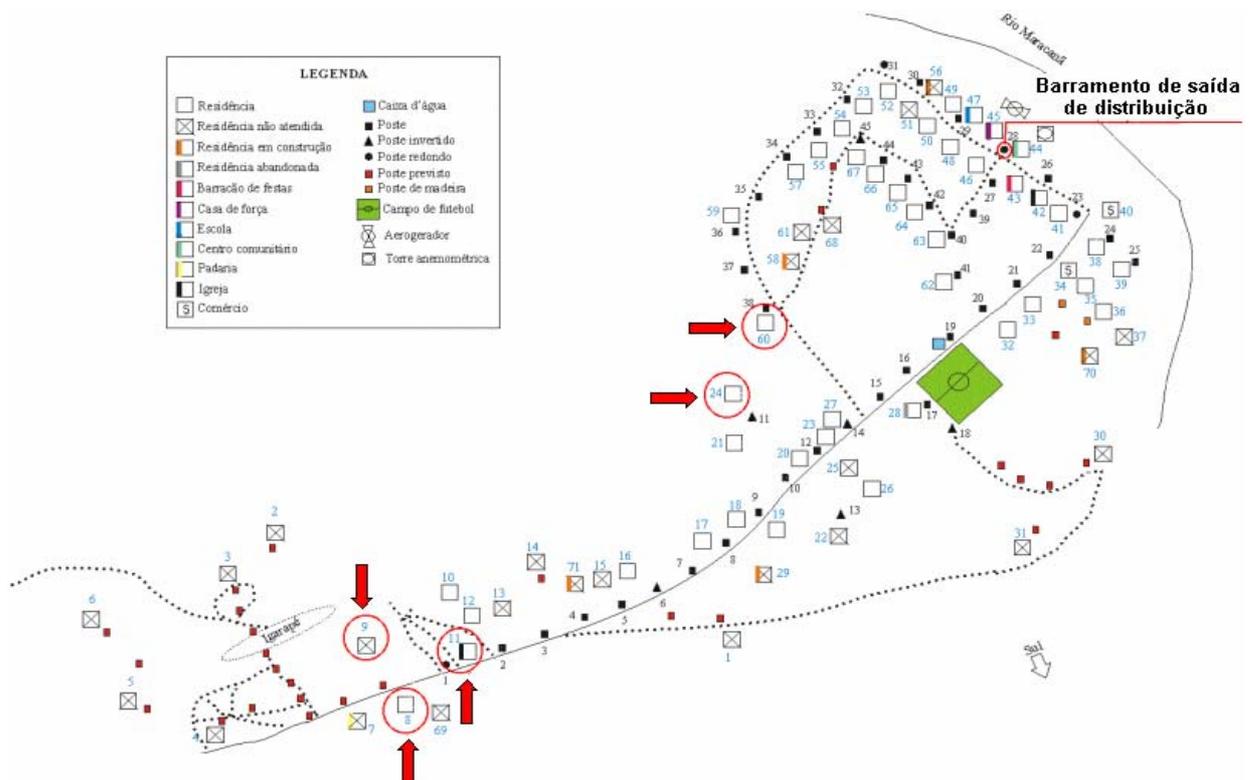



Figura 4.7 - Croquis de uma comunidade (em destaque pontos críticos de carga).

Além de avaliar a carga inicial do consumidor, o crescimento dessa carga no futuro deve ser estimado da maneira mais realística possível. O tamanho e a posição dessas novas cargas devem também ser considerados no planejamento da minirrede.

Uma vez que todas as cargas a serem atendidas tenham sido corretamente estimadas, o sistema de distribuição pode ser implementado. Isso requer a definição do centro de carga, a instalação dos condutores, e a localização dos postes. Em grande parte, isso é determinado pelo mapeamento da comunidade, que dá origem à disposição do sistema de distribuição, e pela natureza das cargas a serem atendidas.

Uma vez que a natureza das cargas e a disposição do sistema de distribuição são conhecidas, os passos seguintes são determinar a configuração da rede, os tipos e bitolas dos condutores para o atendimento adequado da demanda, as opções disponíveis de postes e suas dimensões, para definir as alturas e os espaçamentos adequados e garantir um sistema seguro.

A figura 4.8 apresenta um diagrama de blocos que sintetiza as várias etapas de projeto e os principais aspectos a serem considerados no projeto de uma minirrede. A figura 4.9 dá um exemplo de uma minirrede e seus componentes.

Croquis

Um esboço da comunidade contendo a área a ser atendida com a localização das cargas

Disposição do sistema de distribuição

Abrangência da malha de distribuição e definição da configuração – monofásica ou trifásica

Considerar a queda de tensão, localização das fontes a serem aproveitadas, tipo e tamanho das cargas e poluição sonora

Localização do centro de carga

Localização dos postes

Definição dos condutores de distribuição

Considerar a localização das ruas, presença de arvores, topografia, comprimento da linha, alinhamento, distribuição de carga e o horizonte de planejamento

Considerar a curvatura na linha, posição de grupos de consumidores, altura adequada e resistência a esforços mecânicos

Calcular o custo da minirrede

Considerar os custos de todos os componentes e da instalação

Sim

É necessário modificar o *layout* da minirrede?

Não

Execução da instalação

Figura 4.8 - Fluxograma para implantação de minirredes.

Figura 4.9 - Principais características de uma minirrede.

5 - INSTALAÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO

5.1. Instalação dos Módulos Fotovoltaicos

A instalação do arranjo fotovoltaico que compõe um sistema híbrido pode ser dividida em cinco etapas, comentadas na seqüência: área para a instalação, sombreamento, orientação e inclinação, instalação física, e conexões elétricas.

- **Área para a instalação:** a definição da área total necessária para a instalação do arranjo fotovoltaico é simples, bastando multiplicar a área de cada módulo pela quantidade total de módulos, considerando-se, sempre que possível, seu agrupamento de forma a otimizar o espaço ocupado. Como exemplo, um arranjo com oito módulos de 1,42 m de altura e 0,65 m de largura, cada, ou seja 0,923 m^2 de área, ocupa um total de 7,384 m^2. Os módulos podem ser agrupados no arranjo basicamente de duas formas: com duas fileiras horizontais de quatro módulos cada, ou duas fileiras verticais, também com quatro módulos cada. As duas formas ocupam a mesma área, de 7,384 m^2; porém, a primeira com 2,84 m de altura por 2,60 m de largura, e a segunda com 5,68 m de altura por 1,30 m de largura. A decisão fica a critério da área disponível e da presença de obstáculos que causem sombras no local.

- **Sombreamento:** todos os módulos do arranjo devem ser instalados de forma a não estejam sujeitos a situações de sombreamento em nenhuma época do ano. Como a trajetória solar varia com a época do ano e as horas do dia, é necessário um cuidado especial. Conhecendo-se apenas o valor da latitude local, um método prático, que garante que um obstáculo de altura H_o não projeta sua sombra sobre o arranjo, é apresentado pela equação (5.1) e ilustrado pela figura 5.1. As medidas são todas dadas em metros. [PINHO, 2007]

$$d = Fe(H_o - H_i) \tag{5.1}$$

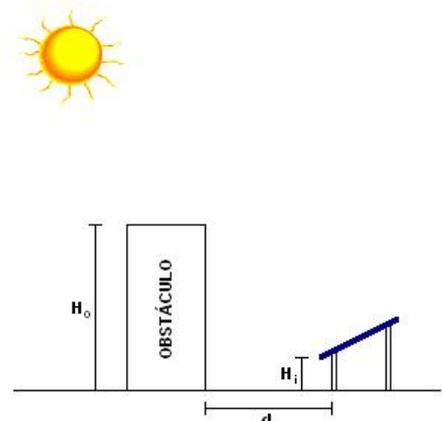
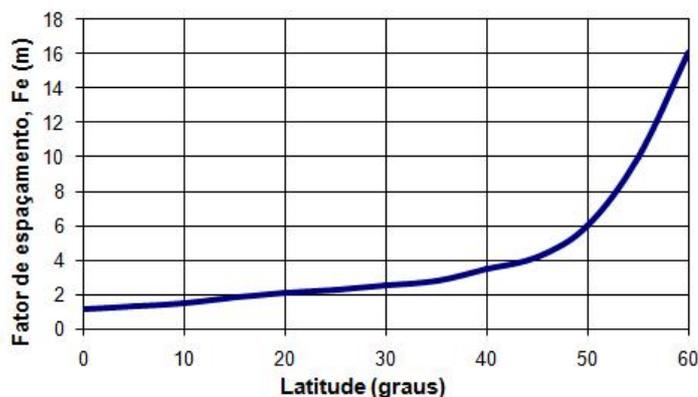



Figura 5.1 - Gráfico e ilustração para definição de espaçamento mínimo entre módulo FV e obstáculo, para evitar sombreamento.

Situações de sombreamento que não podem ser completamente evitadas são comuns na prática. Nesses casos, deve-se buscar locais que ofereçam o mínimo tempo de sombreamento possível, preferencialmente em épocas do ano em que o consumo de energia do local também seja reduzido.

- **Orientação e inclinação:** os módulos devem estar orientados para o norte verdadeiro ou geográfico, se instalados no hemisfério sul, e orientados para o sul verdadeiro ou geográfico, se instalados no hemisfério norte. Uma bússola é fundamental nessa etapa, atentando-se para o fato de que a indicação da bússola pode sofrer influência de objetos metálicos, devendo-se mantê-la afastada desses objetos para que a leitura não seja comprometida. Deve-se atentar, também, para o fato de que a bússola fornece indicação de norte e sul magnéticos, havendo a necessidade de correção para os valores verdadeiros ou geográficos. Essa correção é realizada deslocando-se a indicação Norte da bússola, do ângulo de declinação magnética correspondente ao local, para a direita, em caso de valor negativo do ângulo, ou para a esquerda, em caso de valor positivo.. A declinação magnética do local pode ser encontrada em tabelas ou calculada por programas computacionais. No Anexo 2 são apresentados valores de declinação magnética de algumas cidades da Região Amazônica.

Aconselha-se que os módulos sejam dispostos com valor de inclinação igual à latitude do local de instalação, exceção feita a casos onde a latitude for muito próxima a zero (- 10º a + 10º), onde aconselha-se a instalação com inclinação de 10º, já que a própria água das chuvas limpa a superfície dos módulos, evitando o acúmulo de partículas que podem comprometer a conversão. A inclinação é normalmente conferida pelas estruturas de sustentação dos módulos, comentadas na seqüência.

- **Instalação física:** arranjos fotovoltaicos em sistemas híbridos podem ser instalados tipicamente de quatro formas: em estruturas de sustentação fixas ao solo; em postes, também fixos ao solo; em fachadas de edificações, fixos a paredes ou como complemento da cobertura; ou sobre edificações, instalados diretamente sobre a cobertura ou em estruturas de sustentação. A figura 5.2 ilustra as formas citadas.

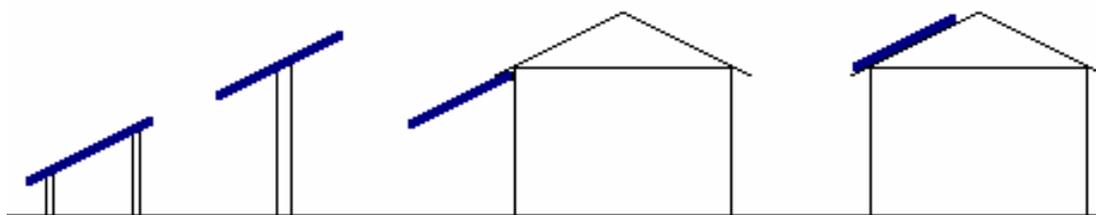



Figura 5.2 - Algumas formas de instalação de módulos FV.

A forma de instalação depende basicamente do tipo de terreno onde o arranjo será instalado, e de questões de manutenção e segurança. A tabela 5.1 apresenta algumas vantagens e desvantagens destas quatro formas de instalação. Deve-se utilizar também estruturas e locais que não ocasionem elevação de temperatura no módulo, o que reduz sua eficiência de conversão. A instalação sobre edificações

depende do tipo de cobertura. Se esta for de telhas, o ideal é a confecção de estruturas que posicionem os módulos sobre as telhas, com a inclinação desejada, porém estando fixadas no madeirame do telhado; se a cobertura for do tipo laje plana, é necessária a confecção de estruturas de sustentação ou postes, como no caso de instalação em solo, que garantam rigidez mecânica ao conjunto e confiram a inclinação adequada.

Tabela 5.1 - Vantagens e desvantagens das diferentes formas de instalação dos módulos fotovoltaicos.

Forma de instalação	**Vantagens**	**Desvantagens**
Estrutura de sustentação no solo	- Fácil instalação; - Fácil manutenção; - Estrutura robusta; - Indicado para sistemas de qualquer porte.	- Mais propícia a situações de sombreamento; - Mais sujeita a contato de pessoas, objetos e animais.
Poste	- Fácil instalação; - Menos propícia a situações de sombreamento; - Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais.	- Estrutura menos robusta; - Maior dificuldade de manutenção; - Indicada apenas para sistemas de pequeno porte.
Fachada	- Menos propícia a situações de sombreamento; - Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais; - Ajuda a reduzir a carga térmica interna da edificação.	- Instalação mais trabalhosa; - Maior dificuldade de manutenção; - O porte do sistema deve ser adequado à área da edificação.
Sobre a edificação	- Menos propícia a situações de sombreamento; - Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais; - Instalação mais próxima dos equipamentos dos demais subsistemas.	- Instalação mais trabalhosa; - Maior dificuldade de manutenção; - O porte do sistema deve ser adequado à área da cobertura.

A inclinação é proporcionada pela diferença de altura entre as bases frontais e traseiras, quando for o caso, ou por peças instaladas de forma a fornecer a inclinação desejada. Nesta etapa, é importante contar com o auxílio de um inclinômetro ou de um transferidor.

As estruturas são normalmente confeccionadas em madeira ou metal. Estruturas instaladas diretamente sobre o solo em áreas alagadas indicam a utilização de madeira na base. Metais são indicados para conferir a inclinação ideal ao arranjo, além de garantir maior rigidez mecânica ao conjunto. Um esquema com bases de madeira e fixação com suportes metálicos é apresentado na figura 5.3.

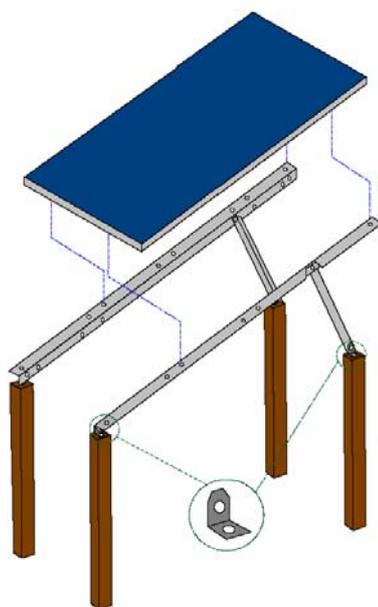



Figura 5.3 - Tipo de estrutura de sustentação de módulos FV.

- **Conexões elétricas:** esta etapa consiste na interligação elétrica entre os módulos, compondo o arranjo e deixando-o preparado para a conexão ao controlador de carga, além da conexão dos módulos ao sistema de aterramento. A tensão de projeto e as características nominais dos módulos indicam a forma de associação do arranjo. É importante ressaltar que é totalmente desaconselhada a utilização de módulos de diferentes características em um mesmo arranjo.

A conexão elétrica entre os módulos é realizada entre seus terminais positivo e negativo, com a ligação série (positivo-negativo) correspondendo ao aumento da tensão e à manutenção da corrente, e a ligação paralela (positivo-positivo e negativo-negativo) correspondendo à manutenção da tensão e ao aumento da corrente. A caixa de conexões dos módulos, normalmente situada em sua parte traseira, possui indicações da polaridade de seus terminais, bastando se efetuar a ligação, com cabo elétrico, ferramentas e acessórios adequados, entre os terminais de forma que o arranjo possua as características de tensão e corrente desejadas.

Em sistemas híbridos, conexões comuns de arranjos são as do tipo mista, série-paralelo, como a apresentada no esquema geral da figura 5.4. A tensão nominal do

sistema será a tensão nominal de um módulo multiplicada por NMsn e, de forma análoga, a corrente total do conjunto será a corrente nominal de um módulo multiplicada por NMpn.

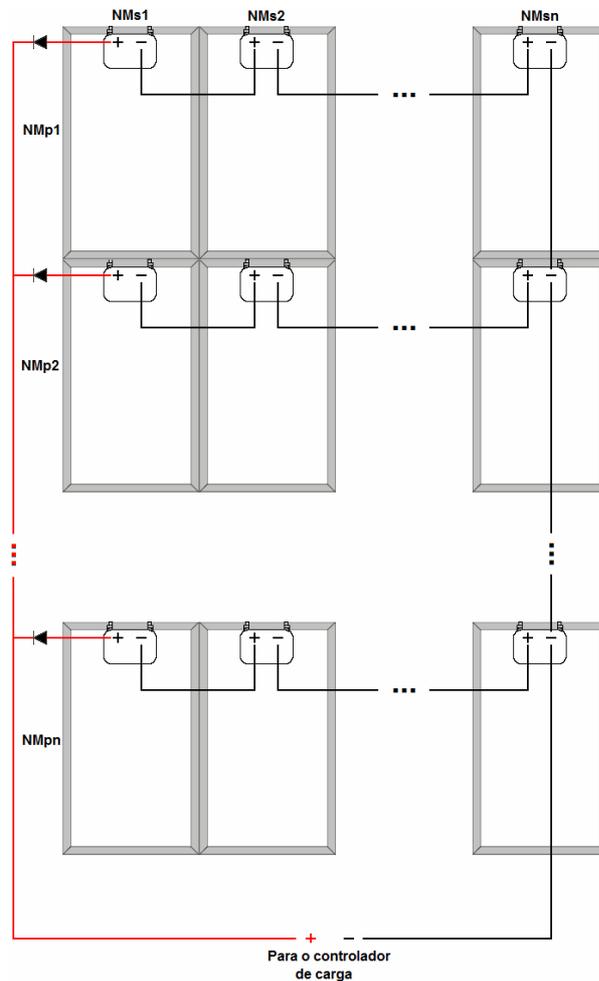



Figura 5.4 - Exemplo geral de associação mista de módulos.

A figura acima sugere a presença de apenas um controlador de carga; porém, na prática, podem ser utilizados quantos controladores de carga forem necessários, bastando dividir fisicamente os arranjos em número igual ao dos controladores disponíveis. Os diodos de bloqueio indicados na figura devem ser instalados sempre na saída do terminal positivo de cada fileira em paralelo. São normalmente instalados na própria caixa de conexões, como mostra a figura 5.5. Diodos de *by-pass* já vêm normalmente instalados nos módulos; porém, quando isso não ocorrer, devem ser adicionados de acordo com a figura 5.6. Os diodos de bloqueio e de *by-pass* devem ser do tipo retificador, dimensionados de forma tal que sua capacidade de corrente direta seja adequada à corrente do módulo ou do arranjo FV. Sua resistência direta deve ser a mais baixa possível, a fim de reduzir as perdas, e sua resistência reversa deve ser a mais alta possível, para impedir que haja circulação de corrente no sentido indesejado.

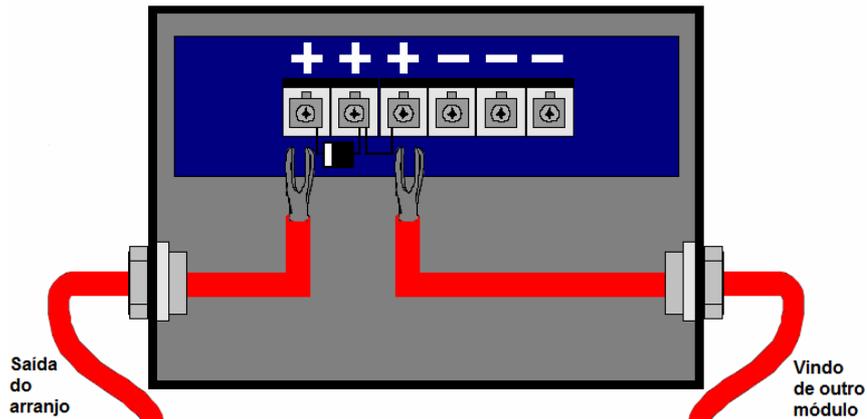



Figura 5.5 - Esquema típico de uma caixa de conexões de um módulo FV, com ligação de diodo de bloqueio.

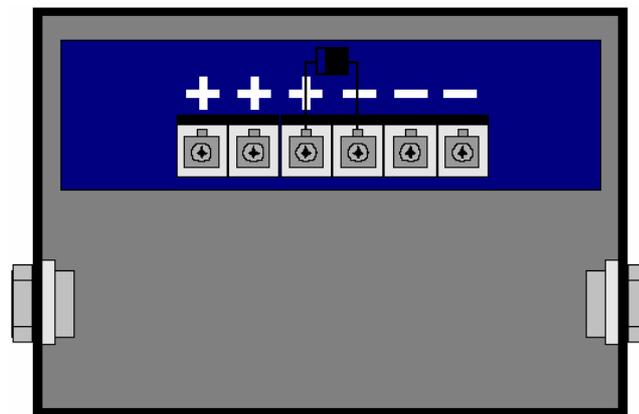



Figura 5.6 - Esquema de ligação de diodo de *by-pass*.

O aterramento do arranjo é feito pela simples conexão dos módulos entre si e destes a uma malha de aterramento. A conexão nos módulos é realizada em ponto apropriado, indicado nos equipamentos com o símbolo de terra. Como o risco não é tão elevado, o tipo de malha pode ser básico, como uma haste simples cravada no solo, ou malha em delta com três hastes.

O Anexo 3 apresenta uma lista de materiais e equipamentos necessários para instalações típicas de sistemas FV.

5.2. Instalação dos Aerogeradores

A instalação dos aerogeradores, assim como no caso do arranjo FV, pode ser dividida em cinco etapas: local livre de obstáculos, tipo de torre e área para instalação, montagem, conexões elétricas, e elevação.

- **Local livre de obstáculos:** havendo disponibilidade de área, é necessário que se escolha um local livre de obstáculos, ou que sofra menos a sua influência. Uma técnica simples é posicionar a torre do aerogerador a uma distância mínima de 20 vezes a altura do obstáculo a jusante deste. Em casos de limitação de área, deve-se elevar a altura da torre até que o rotor seja completamente retirado da região de

turbulência, que se propaga até uma altura de duas vezes a altura do obstáculo, como ilustrado na figura 5.7.

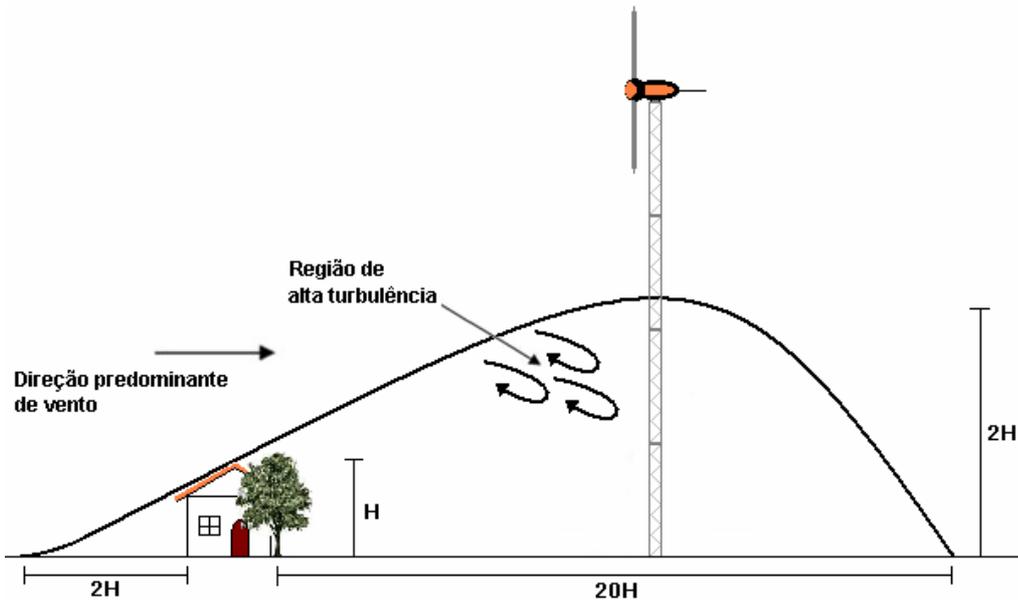



Figura 5.7 - Instalação de um aerogerador fora da região de influência do obstáculo.

Regiões de turbulência são também originadas pelos próprios aerogeradores, em instalações com mais de um equipamento, fazendo com que um aerogerador produza efeitos indesejados em outros. Essa influência é ainda mais complexa, por apresentar o aerogerador, quando em funcionamento, o chamado efeito esteira. Para minimizar essa influência, os aerogeradores devem ser espaçados uns dos outros por uma distância mínima, conforme ilustra a figura 5.8. Outra técnica utilizada onde há limitação de espaço, é elevar a altura do cubo dos aerogeradores das fileiras traseiras em relação às frontais.

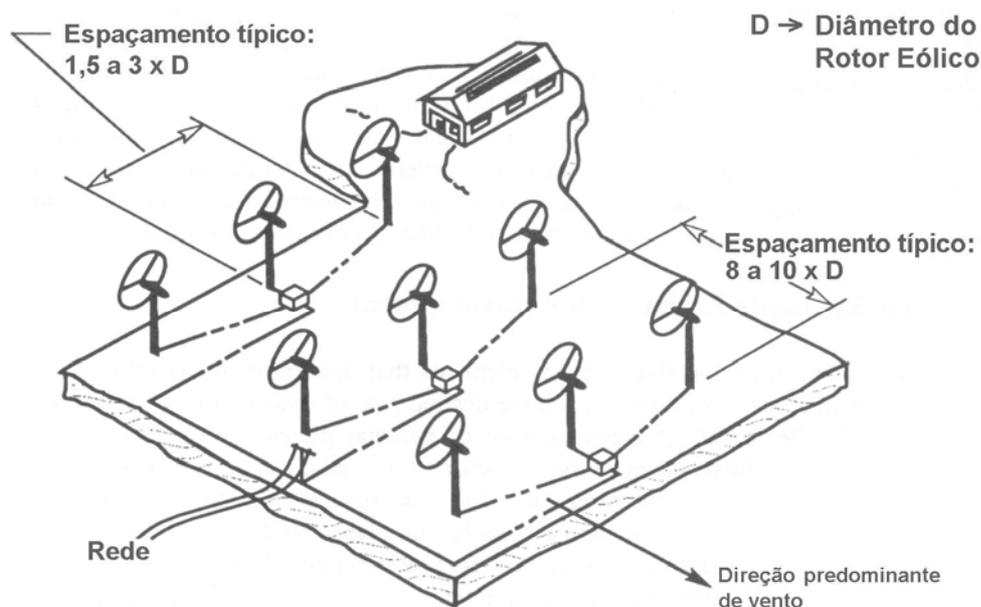



Figura 5.8 - Espaçamento entre aerogeradores compondo uma central eólica.

▪ **Tipo de torre e área para instalação:** a área de instalação está diretamente relacionada com o tipo de torre. Aerogeradores de pequeno e médio porte são comumente instalados em torres sustentadas por cabos de aço, ou estaiadas, como são normalmente chamadas. Como os aerogeradores dessas faixas de potência são os mais utilizados em sistemas híbridos apropriados para a Região Amazônica, o presente tópico dá ênfase a torres sustentadas por cabos de aço.

As torres estaiadas, apesar de ocuparem menor área em sua base, necessitam de área para fixação de seus cabos de sustentação, que são presos ao solo por âncoras, se aerogeradores de porte muito pequeno (faixa próxima a 1 kW), ou suportes fixados em bases de concreto, se aerogeradores de portes maiores (faixa de 10 kW e maiores). Para aerogeradores de pequeno e médio porte, as torres estaiadas mais comuns são as tubulares e as treliçadas. A decisão fica a critério do projetista, em função da robustez da torre, que deve ser adequada ao peso do aerogerador, e dos custos de sua confecção, transporte e instalação.

Como exemplo, um aerogerador de 7,5 kW e aproximadamente 500 kg de peso pode ser instalado em uma torre treliçada, sustentada por cabos de aço fixos a quatro pontos no solo, em bases de concreto. Quando utilizada uma torre basculante, há a necessidade de 6 bases, uma central para o aerogerador, quatro para a fixação dos cabos de sustentação e uma para o suporte da torre, conhecido popularmente como "descanso", utilizado para montagem do aerogerador quando a torre está na posição horizontal. Considerando-se uma torre de 30 metros, a base central possui dimensões aproximadas de 122 cm x 91 cm x 120 cm, enquanto as demais bases possuem dimensões aproximadas de 152 cm x 91 cm x 152 cm e são simetricamente distribuídas e localizadas a 11,6 m da base da torre (variável L da figura 5.9). A base para o suporte da torre possui dimensões aproximadas de 60 cm x 60 cm x 60 cm, está localizada a 27,5 m da base da torre (variável M da figura 5.9) e possui, preso a ela, um suporte metálico em formato de "T", com dimensões e resistência adequadas para suportar o conjunto torre/aerogerador. As especificações aqui citadas são indicadas no manual de aerogeradores de 7,5 e 10 kW do fabricante Bergey; porém, podem ser utilizadas para aerogeradores de características similares. Em geral, cada fabricante apresenta em seus manuais orientações de instalação típicas, que devem ser seguidas durante todo o processo de instalação.

A figura 5.9 mostra o esquema das fundações. É importante frisar que as bases devem estar perfeitamente alinhadas e niveladas, para que o sistema basculante possa ser utilizado corretamente, sem que haja dificuldades no momento do erguimento da torre. A tabela 5.2 apresenta variações dos valores de L e M para diferentes alturas de torres.

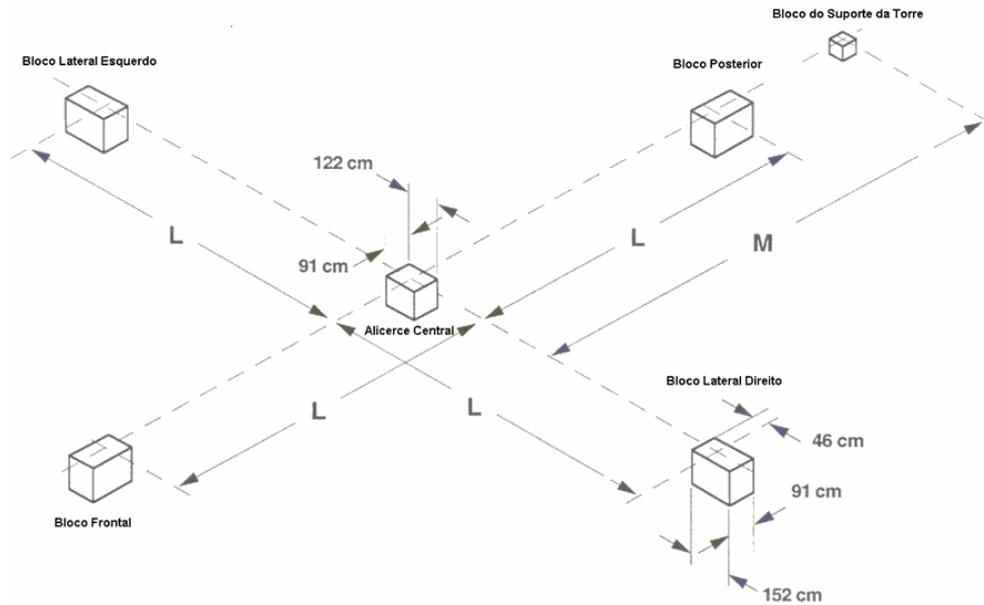



Figura 5.9 - Esquema das bases para uma torre.

Tabela 5.2 - Variações dos valores de L e M para diferentes alturas de torre.

Altura da torre (m)	L (m)	M (m)
18	6,4	15,2
24	8,5	21,4
30	11,6	27,5

Considerando a área requerida como um grande retângulo, somando as dimensões das bases, as distâncias entre elas e a base central e o suporte da torre, é necessária, para essa instalação, aproximadamente 1.025 m^2 de área, com retângulo de lados iguais a 40,46 m e 25,32 m. Esta área, considerando o suporte da torre, é necessária apenas em momentos onde a torre está na posição horizontal. Quando erguida, o suporte não é utilizado e a área requerida cai para aproximadamente 640 m^2. Ressalta-se que a área entre as bases pode ser considerada útil, pois pode ser utilizada para cultivo de espécies vegetais de baixa altura, ou mesmo para a criação de pequenos animais, desde que sejam impedidos de ter contato com as bases e os cabos.

Se aerogeradores de porte muito pequeno forem instalados, as bases podem ser substituídas por simples âncoras, com esquema de instalação semelhante ao da torre da estação meteorológica, como apresentado no Item 3.3.

A escolha da altura da torre também influencia na área, com o aumento da altura requerendo maiores distâncias entre as bases.

Por fim, é importante atentar para as condições ambientais do local de instalação da torre, como alto nível de salinidade, quando deve ser dada preferência a torres

galvanizadas ou fabricadas com material anti-corrosivo, ou ainda atentar para um programa de manutenção mais constante.

▪ **Montagem:** para torres treliçadas de até 30 m de altura podem ser utilizados dois níveis de estais. Além da preparação e da construção das bases para a sustentação da torre, a montagem da torre é realizada em três etapas: a primeira é a própria montagem da torre na posição horizontal, unindo-se as várias seções, pois a torre vem normalmente dividida em seções, para facilitar o transporte. A extremidade inferior da torre é acoplada à base central, que possui um acoplamento articulado, como o apresentado na figura 5.10.

Figura 5.10 - Acoplamento articulado fixo à base central para encaixe da torre.

A segunda etapa consiste no estaiamento da torre, que é realizado em dois níveis com quatro estais cada, sendo utilizados cabos de aço galvanizados de 1/2’’ no nível mais alto, e 5/16’’ no mais baixo.

Cada cabo é preso a um esticador nos pontos de fixação dos estais. Os esticadores, que são presos a ganchos (“orelhas”) fixos às bases de sustentação dos cabos, são utilizados para se obter um melhor ajuste na tensão dos cabos.

Em seguida é realizado um ensaio da elevação da torre, sem o aerogerador fixado à mesma, para ajustar os cabos dos estais. Esse ensaio objetiva que o processo final de elevação do conjunto aerogerador/torre ocorra da melhor forma possível, necessitando de mínimos ajustes e com menores riscos.

A terceira e última etapa é a instalação do aerogerador. Com a torre na posição de descanso, uma estrutura com andaimes auxilia na instalação do aerogerador, que é inicialmente fixado no topo da torre sem o leme e as pás, que são fixados na seqüência. Por fim, caso este não esteja já acoplado ao aerogerador, é instalado o revestimento frontal (*spinner*). É importante atentar para o fato de existirem algumas variações no processo de instalação entre diferentes modelos de aerogeradores e

diferentes tipos de torres, o que torna imprescindível uma criteriosa consulta aos manuais de instalação fornecidos com o equipamento.

- **Conexões elétricas:** ainda com a torre em posição horizontal, é realizada a instalação dos três cabos elétricos, um para cada fase, que são conduzidos por eletrodutos até a base da torre e daí para a casa de força. As bitolas dos cabos variam de acordo com a potência nominal do aerogerador e a altura da torre, sendo normalmente indicadas nos manuais dos equipamentos. Para o caso aqui exemplificado, aerogerador de 7,5 kW instalado em torre de 30 m, o fabricante indica a utilização de cabos de 10 mm^2.

- **Erguimento:** para o erguimento da torre é utilizado um sistema de roldanas (figura 5.11), para reduzir os esforços, e um guincho elétrico ou manual (tifor).

Com a torre na posição horizontal, um cabo passando pelo sistema de roldanas, conforme mostrado na figura 5.11, é preso por uma das pontas ao sistema de roldanas fixado à extremidade superior do braço de alavanca (*gin pole*) e pela outra ao guincho, para início do processo de erguimento, que deve ser conduzido com o maior cuidado possível. Sugere-se que a área total da instalação seja isolada para impedir o acesso de curiosos e pessoas não autorizadas.

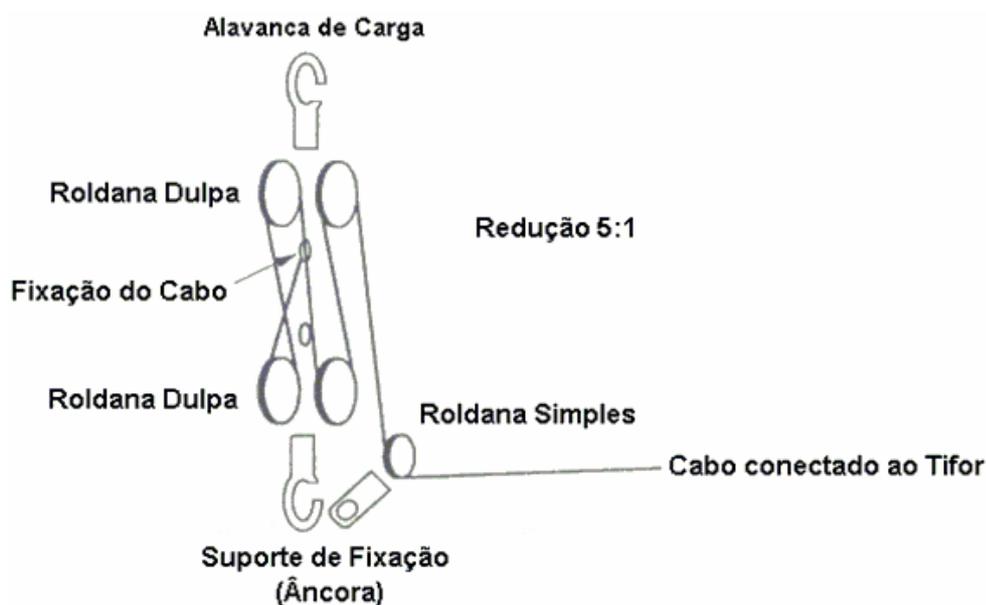



Figura 5.11 - Sistema de roldanas.

Durante o processo de erguimento do conjunto aerogerador/torre, comentado na seqüência, o movimento de rotação do rotor do aerogerador deve ser travado com o auxílio de uma corda e também colocando-se em curto-circuito as três fases do gerador. Esse procedimento deve ser feito sempre em condições de ventos fracos, para evitar possíveis danos ao gerador.

A figura 5.12 apresenta um esquema do aerogerador montado na torre, inicialmente na posição horizontal, e depois de erguida.

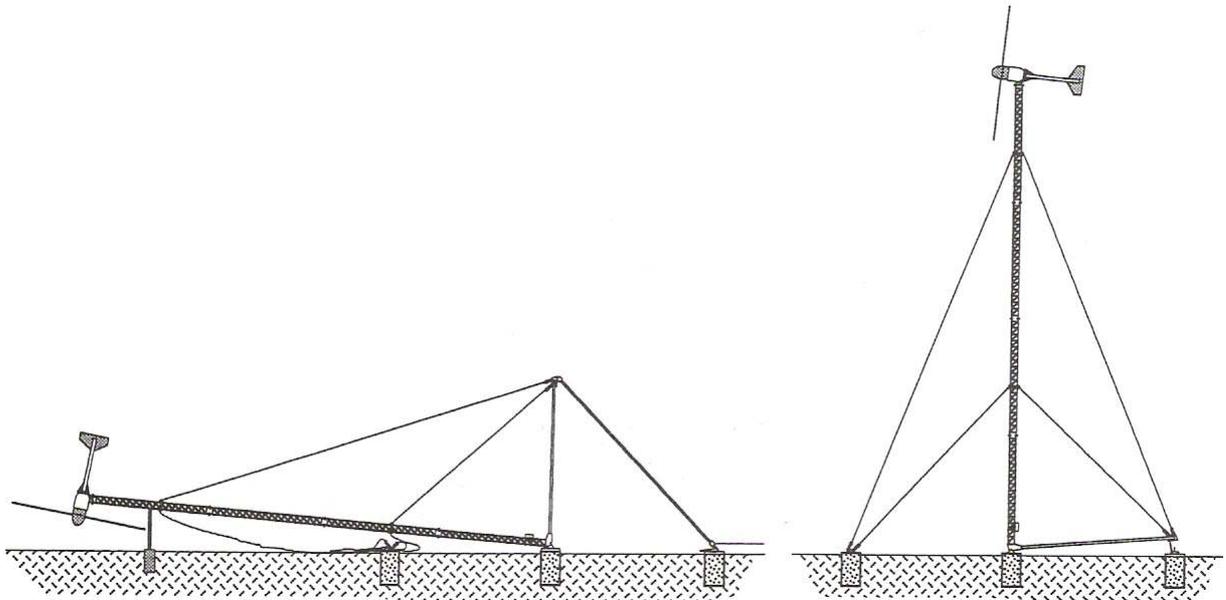



Figura 5.12 - Esquema da torre nas posições horizontal e vertical.

Após o processo de erguimento da torre, são realizadas as regulações finais na tensão dos cabos e o aterramento elétrico da torre por meio de sua estrutura, estais e do aerogerador pela sua carcaça. Os demais componentes fornecidos com o aerogerador, como transformadores, retificadores e controladores, quando for o caso, são instalados na casa de força. Em casos onde um transformador trifásico e um retificador/controlador sejam fornecidos com o aerogerador, os cabos de saída deste são levados até a casa de força e conectados ao primário do transformador, cujo secundário é conectado ao retificador/controlador, que, por sua vez, é conectado ao banco de baterias.

O Anexo 4 apresenta uma lista de materiais e equipamentos necessários para instalações típicas de sistemas eólicos.

5.3. Instalação dos Grupos Geradores

O subsistema diesel-elétrico pode ser composto por um ou mais grupos geradores, de acordo com a estratégia de operação definida.

Os grupos geradores devem ser instalados em uma edificação própria, a qual terá a finalidade de servir como abrigo para as máquinas. A edificação é normalmente conhecida por usina, ou casa de força. A área interna, onde serão instalados os grupos geradores, deve apresentar espaço suficiente para a instalação dos equipamentos, além de possuir espaço para que seja possível a circulação do operador em volta da máquina para executar os procedimentos típicos de operação e manutenção, e bons níveis de iluminamento.

Outro ponto importante a ser observado é a ventilação do local, obtida, por exemplo, através de aberturas na parte superior das paredes, conhecidas como combongós. Além da ventilação, as aberturas têm a finalidade de remover o excesso

de calor gerado pelo grupo gerador, além de gases que ocasionalmente não forem expelidos pelo sistema de escapamento, que deve ser instalado adequadamente, de acordo com as especificações da máquina. Para se reduzir o nível de ruído, pode ser utilizada isolação acústica, ou grupos geradores cabinados.

Em casos onde seja prevista a supervisão e o controle das máquinas, deve-se instalar uma Unidade de Supervisão de Corrente Alternada – USCA, a qual possibilita realizar a partida e parada dos grupos geradores, além de indicar e supervisionar os valores de grandezas elétricas, tais como tensão, corrente e freqüência, e sinalizar para o operador, através do sistema de emergência, quando há algum problema no funcionamento da máquina e qual o momento de realizar procedimentos de manutenção.

Os cabos elétricos para a interligação do gerador à USCA, e desta aos consumidores, devem ser dimensionados obedecendo-se às recomendações do fabricante e às normas técnicas aplicáveis. A sobrecarga em cabos elétricos produz o aquecimento dos condutores, com conseqüente risco de danos ao isolamento e possibilidade de curto-circuito.

As recomendações fornecidas em manuais, que diferem ligeiramente entre cada fabricante e modelo de equipamento, devem ser cuidadosamente examinadas e seguidas, a fim de garantir o bom funcionamento das máquinas.

Para prevenir contra choques elétricos, a base metálica do grupo gerador deve ser conectada a um sistema de aterramento geral, normalmente instalado nas proximidades da casa de força.

Os grupos geradores devem ser instalados de forma que, em operação, o equipamento não produza vibrações prejudiciais ao próprio equipamento e à estrutura da edificação. Para isso, amortecedores, conhecidos como coxins, devem ser instalados entre as bases da máquina e o solo.

O Anexo 5 apresenta uma lista de materiais e equipamentos necessários para instalações típicas de grupos geradores.

5.4. Instalação do Banco de Baterias

O banco de baterias deve ser instalado em local suficientemente ventilado e livre das intempéries. Em sistemas híbridos, o banco é normalmente instalado dentro da casa de força. Como já comentado anteriormente, a casa de força deve abrigar os grupos geradores, e a mesma edificação pode ser utilizada para abrigar o banco de baterias e demais equipamentos do subsistema de condicionamento de potência. Sugere-se apenas que os grupos geradores sejam instalados em compartimento diferente dos demais equipamentos, daí surgindo a divisão da casa de força em um compartimento chamado de não renovável e outro de renovável. O tamanho de cada compartimento deve ser proporcional à quantidade e às dimensões dos

equipamentos. A figura 5.13 apresenta um esquema geral de uma casa de força, quando o sistema possui apenas um grupo gerador, o que faz com que o compartimento não renovável seja menor. O compartimento renovável deve possuir também aberturas superiores, como já explanado no caso dos grupos geradores, para circulação de ar e redução da temperatura interna. Outra importante observação é que a casa de força deve estar localizada o mais próximo possível dos equipamentos do subsistema de geração renovável e do centro de carga. Um procedimento muito utilizado é a instalação dos arranjos FV sobre a casa de força.

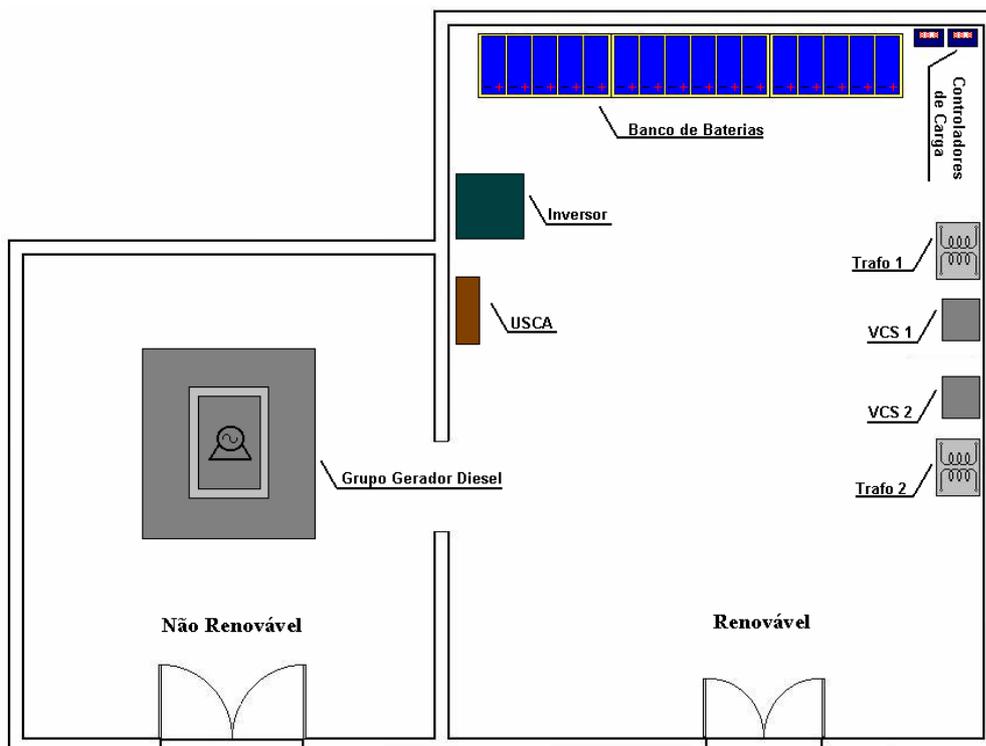



Figura 5.13 - Diagrama esquemático genérico de uma casa de força.

As baterias não devem ser dispostas diretamente sobre o solo, em locais úmidos ou quentes e pouco ventilados, para não elevar a taxa de auto-descarga das baterias e reduzir a eficiência de conversão nos processos de descarga e recarga. Uma técnica comum é a instalação sobre peças de madeira, dispostas sobre o solo ou em forma de prateleiras, criando o que se conhece por armário de baterias. A figura 5.14 apresenta um armário de baterias, com quatro andares e prateleiras de madeira com comprimento suficiente para a disposição de dez baterias de aproximadamente 22 cm de largura cada, totalizando um banco de até quarenta baterias. O armário é normalmente confeccionado em estrutura de ferro.

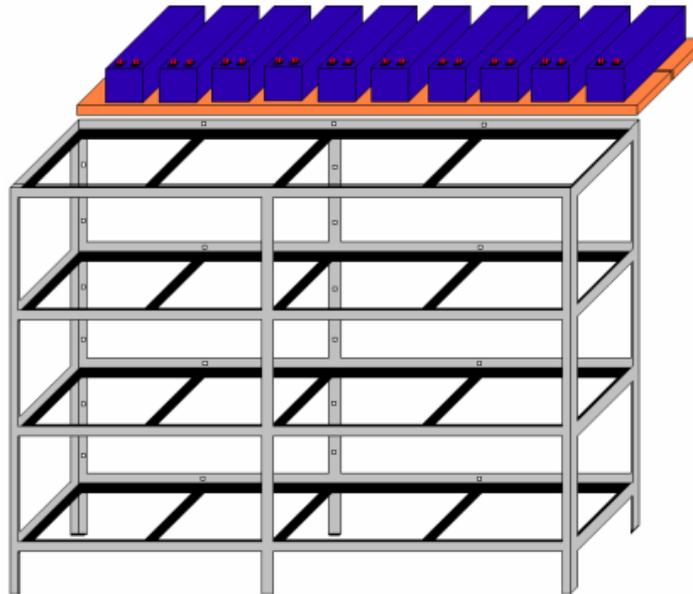



Figura 5.14 - Tipo de estrutura de suporte para baterias.

As conexões elétricas entre as baterias são similares às dos módulos FV. As baterias devem ser interligadas, através de seus terminais positivos e negativo, com cabos elétricos, ferramentas e acessórios adequados, de forma que o banco possua em sua saída a tensão projetada. Em sistemas híbridos, conexões comuns de bancos de baterias são as do tipo mista, série-paralelo, como a apresentada no esquema geral da figura 5.15. A tensão nominal do sistema será a tensão nominal de uma bateria multiplicada por NBsn e, de forma análoga, a capacidade total de corrente do banco será a capacidade de corrente de uma bateria multiplicada por NBpn.

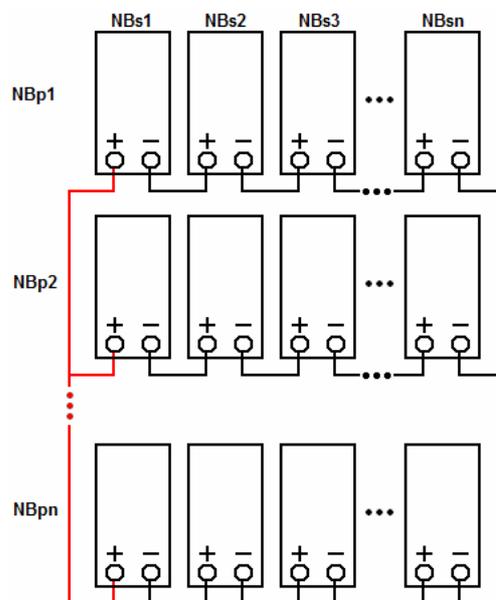



Figura 5.15 - Exemplo geral de associação mista de baterias.

Tomando como base as figuras 5.14 e 5.15, nota-se que a confecção do armário deve levar em consideração o tipo de ligação do banco, para otimizar o diagrama de

ligações e reduzir as perdas e os custos com o cabeamento. Como exemplo, analisando as figuras citadas, uma das configurações ótimas para o armário seria a ligação de um sistema em 120 V_{CC}, com baterias de 12 V_{CC}. Neste caso, NBsn seria igual a dez NBpn igual a quatro.

O Anexo 6 apresenta uma lista de materiais e equipamentos necessários para instalações típicas de bancos de baterias.

5.5. Instalação dos Equipamentos de Condicionamento de Potência

O subsistema de condicionamento de potência de sistemas híbridos é composto por uma série de equipamentos, que devem ser corretamente instalados de forma a garantir o bom funcionamento do sistema. Os mais importantes são os controladores de carga, retificadores/controladores, inversores de tensão, e equipamentos gerais de proteção e controle, que são comentados na seqüência. Outros acessórios, como conversores CC-CC, seguidores de ponto de máxima potência, dentre outros, quando já não contidos nos controladores ou inversores, podem ser instalados separadamente, se necessário; porém, são utilizados em menor escala, e sua instalação básica é rapidamente comentada.

- **Controlador de carga:** em sistemas híbridos, o controlador de carga é normalmente instalado na casa de força e, como já comentado, esta deve estar o mais próximo possível dos subsistemas de geração e do centro de carga, ser ventilada e evitar que o equipamento fique sujeito à ação das intempéries.

Os controladores de carga são instalados entre os arranjos FV e o banco de baterias, sendo utilizados tantos quanto for necessário. A utilização de mais de um controlador de carga em um sistema híbrido ocorre principalmente por três motivos: (i) com a finalidade de tornar o sistema o mais modular possível; (ii) se a corrente de curto-circuito total do arranjo for maior que a capacidade dos controladores disponíveis no mercado; ou (iii) se o arranjo FV sofrer determinadas modificações em sua configuração com o passar do tempo, como ampliações ou repotenciamento. Em todos os casos a instalação é simples, com os arranjos FV sendo divididos em blocos e conectados individualmente a cada controlador de carga. As tensões nominais dos arranjos devem ser iguais e a corrente deve ser adequada à capacidade de cada controlador.

Vale ressaltar que os controladores de carga não devem ser conectados entre si, na tentativa de formação de ligações em série ou em paralelo, como no caso de módulos e baterias. O equipamento não possui esta característica e este procedimento poderia ocasionar defeitos ao próprio controlador e a outros equipamentos.

Por fim, antes da conexão final, deve-se atentar para os pontos de ajuste do controlador. Alguns equipamentos trabalham com mais de uma tensão de operação,

que é selecionada de forma manual, ou automática, caso da maioria. Os primeiros possuem chaves para seleção da tensão, que devem ser ajustadas antes de feitas as conexões. Os controladores com seleção automática da tensão necessitam que seja feita a conexão do banco de baterias antes de qualquer outro equipamento, para que os mesmos possam reconhecer a tensão nominal do banco e se ajustar a ela. Um detalhe também importante são os pontos de ajuste de tensão (corte e religamento da geração e da carga), que devem ser adequados ao tipo de bateria utilizada e às especificações de projeto. Alguns controladores modernos permitem ao usuário o ajuste desses pontos; outros devem ser adquiridos especificamente para operar com determinado tipo de bateria e com pontos de ajuste fixos.

- **Retificador/controlador:** Existem dois tipos de retificadores tipicamente utilizados em sistemas híbridos: o que retifica a corrente alternada de saída dos aerogeradores, e o que retifica a corrente alternada de saída do grupo gerador. Ambos entregam a corrente contínua de saída ao banco de baterias.

O primeiro tipo normalmente acompanha o aerogerador, sendo fornecido pelo fabricante, e atua também como controlador, impedindo situações de sobrecarga do banco de baterias. Devem possuir sua tensão de saída adequada à tensão CC de projeto. São instalados entre o aerogerador e o banco de baterias. Alguns modelos de aerogeradores possuem suas saídas CA conectadas primeiramente a um transformador, que adequa a tensão ao valor necessário para, então, ser entregue ao retificador. Outro fator a ser observado é se o controlador possui pontos de ajuste para regulação por sobrecarga. Modelos mais simples possuem este ponto fixo e pré-ajustado, podendo ser obtido no manual do equipamento; outros podem e devem ser ajustados.

O segundo tipo de retificador entrega a corrente gerada pelo grupo gerador, retificada, ao banco de baterias. Sua utilização depende da estratégia de operação adotada. O equipamento pode vir instalado separadamente ou, como mais indicado, acoplado ao inversor, com o mesmo sendo responsável pelo seu controle. O controle mais importante é a corrente de carga, que deve ser especificada para impedir situações de cargas muito rápidas, prejudiciais ao banco de baterias. É interessante que a instalação desses equipamentos seja realizada em total sincronismo com a instalação da USCA, para que a estratégia de operação funcione perfeitamente.

- **Inversor de tensão:** o inversor é também instalado na casa de força, atendendo às mesmas recomendações anteriores. Podem ser utilizados mais de um inversor em um único sistema, dependendo da estratégia adotada, mas os procedimentos gerais de instalação são iguais para qualquer quantidade de equipamentos.

Inversores mais simples apresentam instalação facilitada, bastando a conexão dos cabos de saída das baterias ou dos controladores de carga nos terminais de entrada CC do inversor, e dos cabos que alimentam a rede externa nos terminais de

saída CA do inversor. O simples fechamento das chaves energiza a carga e deixa o sistema em plena operação.

Outros inversores, mais sofisticados e normalmente de maior porte, necessitam uma pré-configuração antes de sua entrada em operação. Alguns pontos de ajuste, não comuns a todos os inversores, são:

▪ Potência mínima de entrada em operação: indica que o inversor pode iniciar o processo de inversão através da conexão de qualquer carga, ou através da especificação de um valor mínimo de carga.

▪ Tensão de corte por carga baixa: o operador deve programar um valor mínimo de tensão do banco de baterias que, quando verificado pelo inversor, este interrompe o fornecimento à carga, a fim de evitar uma situação de descarga profunda do banco de baterias. Este procedimento é indicado apenas em situações onde a saída do banco esteja ligada diretamente ao inversor, sem passar por um controlador de carga.

▪ Tensão de religamento após o corte: indica o valor de tensão do banco de baterias em que o inversor pode voltar a operar, após ter seu funcionamento interrompido devido à descarga do banco. Este caso é válido apenas para as situações indicadas acima.

Outros pontos de ajuste podem ser verificados, dependendo do modelo e do fabricante do equipamento. Por isso, recomenda-se a leitura completa e cuidadosa do manual de instalação e operação do inversor antes de sua instalação.

A instalação de mais de um inversor é requerida em quatro casos típicos: (i) por uma questão de estratégia, com o objetivo de tornar o sistema o mais modular possível, evitando que a falha de um componente comprometa o atendimento à carga como um todo; (ii) se a carga total a ser atendida for maior que a capacidade do inversor disponível; (iii) se a carga ou o sistema híbrido sofrerem determinadas modificações em sua configuração, como ampliações ou repotenciamento; e (iv) se houver a necessidade de se utilizar inversores monofásicos, sincronizados, de forma a atender circuitos trifásicos.

Nos três primeiros casos, o procedimento de instalação é idêntico, sendo a entrada CC de cada inversor conectada a um controlador de carga ou a um ponto distinto do banco de baterias, e a saída CA de cada um ligada a um circuito diferente da carga. O quarto caso, entretanto, apresenta procedimento de instalação diferenciado, e só deve ser realizado se os inversores forem de modelos idênticos e aptos a realizar tal procedimento. Esses inversores já vêm com pontos específicos de conexão para sincronismo, e três monofásicos devem ser conectados entre si, através desses pontos, para compor um sistema trifásico. A saída CC do banco de baterias e o ponto de conexão com a carga CA são então ligados aos terminais correspondentes dos inversores.

▪ **Outros acessórios:** Alguns acessórios de sistemas híbridos, não tão comuns, podem ser instalados. Aqui, serão comentados apenas dois deles: o seguidor de ponto de máxima potência (SPMP) e o conversor CC-CC.

O primeiro é instalado na saída do arranjo FV, antes do controlador de carga. Pode vir, inclusive, acoplado a alguns modelos de controladores, não possuindo qualquer diferença na instalação física, apenas em pontos de ajustes.

O segundo pode ser instalado entre os equipamentos de geração e o banco de baterias, ou entre este e o inversor de tensão. Pode elevar ou baixar a tensão, se esta for diferente entre os subsistemas.

▪ **Proteção e Controle:** para realizar a proteção e o controle dos equipamentos responsáveis pelo condicionamento de potência, e também fornecer segurança para o operador no momento de uma eventual manutenção, faz-se necessário o uso de disjuntores e/ou chaves seccionadoras.

Os disjuntores são dispositivos de proteção dimensionados para atuar caso haja o surgimento de sobrecorrentes ocasionadas por curto-circuito ou por inserção de grandes cargas no sistema de energia elétrica.

As chaves seccionadoras são utilizadas para abrir ou fechar circuitos. São utilizadas para realizar manutenções no sistema e também para permitir manobras nos circuitos elétricos. Existem chaves que operam somente quando o circuito está sem carga, e outras que operam sob carga.

Dentro da casa de força, existem vários pontos do circuito elétrico que devem estar conectados a dispositivos de proteção e controle. Dentre esses pontos, destacam-se:

▪ o circuito que interliga os módulos fotovoltaicos ao controlador de carga;

▪ o circuito que interliga os aerogeradores ao retificador;

▪ o circuito que interliga o banco de baterias ao inversor de tensão;

▪ o circuito que interliga a USCA ao inversor de tensão ou à rede de distribuição;

▪ o circuito que interliga o inversor ao ponto de conexão com a rede de distribuição.

O Anexo 7 apresenta o diagrama unifilar de um sistema híbrido, onde podem ser vistas todas as conexões entre equipamentos citados.

O Anexo 8 apresenta uma lista de ferramentas, equipamentos e acessórios utilizados em todas as etapas de instalação descritas até aqui.

5.6. Instalação da Minirrede

A minirrede tem a função de distribuir a energia elétrica da geração pelas unidades consumidoras. As técnicas de instalação de alguns de seus componentes típicos são apresentas a seguir:

- Transformadores de força: se necessária a utilização de rede de alta tensão (em geral 13,8 kV), devem ser instalados em pontos estratégicos da rede, ou seja, ao lado ou dentro da casa de força, elevando o nível de tensão de saída, e próximo aos pontos de carga, reduzindo a tensão para que as unidades consumidoras sejam atendidas.

- Cabos condutores: podem ser nus ou isolados, estes últimos formando os chamados cabos multiplexados. Para o primeiro tipo, faz-se necessário o uso de isoladores e o afastamento dos condutores entre si, para evitar contatos acidentais, o que provocaria curto-circuitos. O segundo tipo é composto pelos condutores fase isolados e o condutor neutro nu. Os condutores elétricos devem ser fixados aos postes tomando-se os devidos cuidados. Os cabos não devem ser arrastados no chão ou sobre elementos que possam danificar a sua isolação. Os cabos devem ser fixados nos postes através dos isoladores a uma altura mínima de 5,5 m em relação ao solo.

- Chaves seccionadoras: devem estar localizadas dentro da casa de força e devem ser projetadas para abrir e fechar sob carga.

- Postes de concreto armado ou madeira: as bases dos postes de concreto armado ou de madeira devem ser enterradas a uma profundidade equivalente a 10 % da altura do poste mais 60 cm, e a distância aconselhada entre os postes deve ser entre 40 e 50 m.

- Pará-raios de distribuição: para casos onde haja necessidade da instalação de transformadores de força, pára-raios de distribuição devem ser instalados sobre a estrutura de cada transformador.

- Aterramento: deve ser feito para os equipamentos da rede, tais como transformadores e pára-raios, com a finalidade de proteção.

- Cruzetas: para o caso de rede com cabos nus, as cruzetas são instaladas nos postes a fim de sustentar os isoladores e os cabos. Em alguns casos podem também ser utilizados os chamados *racks* em vez das cruzetas.

- Isoladores: são instalados em cruzetas ou nos *racks* diretamente nos postes, para fazer o isolamento elétrico entre os cabos da rede e os postes. No caso de redes multiplexadas, essa instalação é facilitada, por já serem os condutores fase isolados.

- Conectores: para realizar ramificações no alimentador principal. Em casos de redes multiplexadas, devem ser utilizados conectores que perfuram o isolamento dos

condutores aos quais são aplicados, denominados conectores perfurantes, e estes devem estar separados de no mínimo 10 cm entre si nas fases, conforme ilustra a

▪ figura **5.16**. Caso os cabos não tenham isolamento, os conectores tipo cunha são indicados para realizar as conexões. Tanto para a primeira situação quanto para a segunda, a conexão do neutro é feita com o conector tipo cunha.

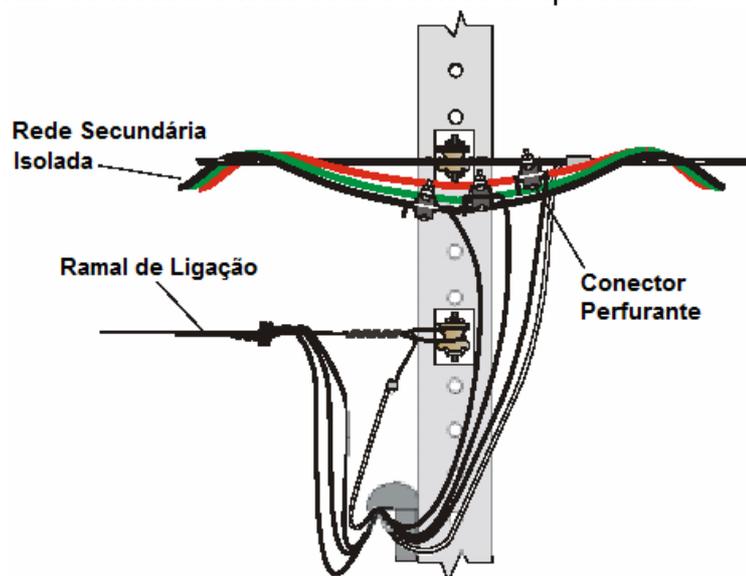



Figura 5.16 - Conectores perfurantes utilizados em ramificações da rede.
FONTE: Rede-CELPA NTD 09, 2002.

Sempre que a rede tiver que passar por trajetos com abundância de vegetação, o que é uma situação muito comum nas minirredes de localidades isoladas, recomenda-se a utilização de cabos multiplexados, pois, apesar de serem mais caros que os nus, reduzem significativamente os custos com manutenção, principalmente com poda de árvores. Além disso, reduzem também a ocorrência de furto de energia (“gatos”), uma vez que precisam ter sua isolação removida para tal.

O Anexo 9 apresenta uma lista de materiais e equipamentos necessários para instalações típicas de minirredes.

6 - ANÁLISE ECONÔMICA

6.1. Considerações Iniciais

O desenvolvimento de uma análise econômica criteriosa sobre qual, entre dois ou mais tipos de sistemas de geração de eletricidade, é o melhor para se investir, ou simplesmente se a instalação irá auferir lucros, deve considerar as figuras de mérito econômico, os custos de O&M, a vida útil dos equipamentos e, principalmente, o custo da energia elétrica gerada.

6.2. Diagrama de Fluxo de Caixa

O diagrama de fluxo de caixa é um gráfico que apresenta, de forma ordenada e objetiva, todas as receitas e despesas de cada uma das alternativas consideradas na análise econômica. A figura 6.1 apresenta um exemplo de diagrama de fluxo de caixa, onde o eixo horizontal representa o tempo, sendo o número sobre esse eixo referente sempre ao fim do período (dia, mês, ano, etc.). As setas apontando para cima indicam as receitas (R), enquanto as setas para baixo indicam as despesas (D).

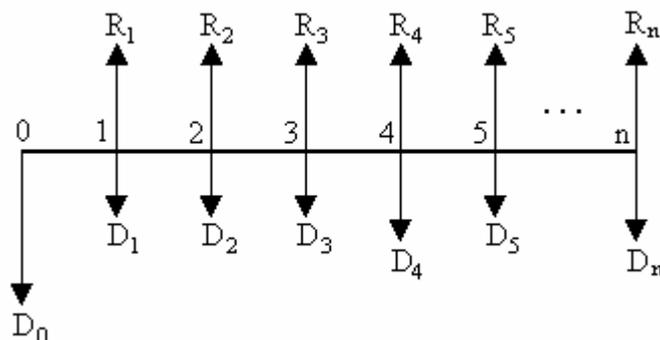



Figura 6.1 - Exemplo de um diagrama de fluxo de caixa.

Normalmente considera-se que a despesa realizada no período 0 refere-se ao investimento inicial ($D_0 = I$), e que nesse período não há verificação de qualquer receita. O caixa líquido do projeto é definido como a diferença entre as receitas e as despesas verificadas ao fim de cada período.

6.3. Valor Temporal do Dinheiro

Para relacionar um valor monetário no presente e um valor monetário no futuro, deve-se conhecer o valor envolvido, o período de tempo associado a ele, e uma taxa percentual de retorno esperada (taxa de juros, ou taxa de desconto).

A equação (6.1) mostra a equivalência entre um valor presente (VP) e um valor futuro (VF), separados por um intervalo de tempo dividido em n períodos, sendo aplicada uma taxa de juros qualquer (i).

$$VP = VF \frac{1}{(1+i)^n} \tag{6.1}$$

Esta equação pode ser modificada para se obter o valor futuro relacionado com uma quantia no presente, resultando em

$$VF = VP(1+i)^n \tag{6.2}$$

Um outro conceito também associado à variação do dinheiro com o tempo é o de anuidades (a), que são definidas como séries de pagamentos ou recebimentos que ocorrem ao longo do tempo de análise de um projeto. Normalmente, considera-se a anuidade do tipo temporal de duração limitada, com todos os seus termos iguais entre si e exigíveis desde o primeiro período, sendo seu pagamento realizado sempre no fim de cada período.

As equações (6.3) e (6.4) apresentam, respectivamente, cálculos de valor presente e valor futuro associados a uma anuidade.

$$VP_a = a \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \tag{6.3}$$

$$VF_a = a \frac{(1+i)^n - 1}{i} \tag{6.4}$$

Na prática, o que ocorre na maioria dos projetos analisados durante considerável período de tempo é a verificação de um investimento inicial, de anuidades uniformes atuando como receitas ou despesas, além de outros pagamentos e recebimentos não uniformes dispostos ao longo do tempo de análise do projeto. Os custos não uniformes trazidos ao presente (CNU), recebidos ou pagos, podem ser obtidos através da equação (6.5).

$$CNU = \frac{Valor\ 1}{(1+i)^1} + \frac{Valor\ 2}{(1+i)^2} + \ldots + \frac{Valor\ n}{(1+i)^n} \tag{6.5}$$

6.4. Horizonte de Planejamento e Atratividade Financeira

A decisão pelo horizonte de planejamento pode depender de vários fatores, como a capacidade financeira do investidor, e a política de investimento adotada, entre outros. Uma forma simples de definir o horizonte de planejamento do projeto é considerá-lo como o maior tempo de vida útil dentre os de todos os equipamentos do sistema.

Quando duas ou mais alternativas são comparadas, consideram-se duas opções básicas de horizontes de planejamento: com tempos iguais para ambas as alternativas e com tempos diferentes entre as mesmas. No caso de alternativas com

tempos de vida útil diferentes, e analisadas sob um mesmo horizonte de planejamento, supõem-se reposições, quantas forem necessárias, dos equipamentos com vidas úteis mais curtas, para que o sistema opere normalmente até o fim do período considerado.

Um fator fundamental para tornar um investimento atrativo financeiramente a um proprietário de capital é a taxa de juros empregada na análise. Cada investidor deve optar, levando em consideração o grau de risco empregado, por uma taxa mínima disponível para aplicação do capital. Essa taxa é conhecida como taxa mínima de atratividade (TMA) e, a partir daqui, substitui a taxa de juros i, apresentada anteriormente, nas demais fórmulas.

6.5. Indicadores Financeiros

6.6.1. Valor Presente Líquido

O critério do valor presente líquido (VPL) é um dos mais difundidos dentre os indicadores financeiros mais comuns. Seu principal atrativo é a facilidade de compreensão e desenvolvimento da análise, que consiste basicamente em se concentrar todos os custos presentes no fluxo de caixa de um projeto no período zero, fazendo uso da TMA.

Este método é baseado nas equações (6.3) e (6.5), que representam séries de valores futuros trazidos ao presente. A associação das duas equações aplicadas à TMA, somada ao investimento inicial (I) e aos custos não uniformes trazidos ao presente, resulta no equacionamento do método do VPL apresentado pela equação (6.6).

$$VPL = I + CNU + \sum_{j=1}^{n} VP_a \qquad (6.6)$$

Uma variação do método do VPL pode ser aplicada a uma situação onde o proprietário do capital invista em uma certa alternativa que, ao longo do horizonte de planejamento, apresente receitas e despesas distribuídas sob formas de anuidades e custos de valores não uniformes. A solução para a análise seria a utilização da equação (6.6) para o cálculo dos desembolsos, e a utilização de uma outra equação, semelhante à (6.6), sem o termo "I", para o cálculo dos ganhos. O VPL do projeto seria, então, a diferença entre o VPL dos ganhos e o VPL dos desembolsos. Uma solução análoga seria a utilização apenas da equação (6.6), considerando fluxo de caixa líquido, representando as despesas por sinais negativos, inclusive o investimento inicial, e as receitas por sinais positivos. Em ambas as soluções, a conclusão alcançada é que o negócio é atrativo se $VPL > 0$, não é atrativo se $VPL < 0$, e é indiferente, caso $VPL = 0$. A tabela 6.1 exemplifica a situação supracitada.

Tabela 6.1 - Cálculo do VPL através do fluxo de caixa.

Período (k)	Receitas (R)	Despesas (D)	Caixa líquido
0	0	I	$-I$
1	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$	$a_{(R)} - a_{(D)}$
2	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$, $CNU_{2(D)}$	$a_{(R)} - (a_{(D)} + CNU_{2(D)})$
3	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$	$a_{(R)} - a_{(D)}$
4	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$	$a_{(R)} - a_{(D)}$
5	$a_{(R)}$, $CNU_{5(R)}$	$a_{(D)}$, $CNU_{5(D)}$	$(a_{(R)} + CNU_{5(R)}) - (a_{(D)} + CNU_{5(D)})$
$VPL = VPL_{(R)} - VPL_{(D)} = \left(\frac{CNU_{5(R)}}{(1+TMA)^5} + VP_{a(R)}\right) - \left(I + \frac{CNU_{2(D)}}{(1+TMA)^2} + \frac{CNU_{5(D)}}{(1+TMA)^5} + VP_{a(D)}\right)$			

Uma variação do método do VPL é o método do valor presente líquido anualizado ($VPLa$), que nada mais é do que o valor médio do VPL distribuído ao longo de todos os períodos considerados no horizonte de planejamento. Este método é utilizado quando o investidor tem preferência por interpretar o ganho de capital por período. A equação (6.7) apresenta o método de cálculo do $VPLa$.

$$VPLa = VPL\frac{TMA(1+TMA)^n}{(1+TMA)^n - 1} \tag{6.7}$$

6.6.2. Índice Benefício/custo

O índice benefício/custo (IBC) é um indicador que demonstra quanto se pode ganhar por unidade de capital investido em um negócio. É a relação entre o VPL das receitas pelo das despesas, sendo dado pela equação (6.8).

$$IBC = \left|\frac{VPL_{(R)}}{VPL_{(D)}}\right| \tag{6.8}$$

Como pode ser facilmente observado, o valor do IBC será maior que 1 caso o VPL do projeto seja maior que zero ($VPL(R) > VPL(D)$). Portanto, a referência básica do indicador IBC é que a análise do projeto merece ser continuada somente se $IBC > 1$.

6.5.3. Retorno Adicional sobre o Investimento

O retorno adicional sobre o investimento ($ROIA$) representa a rentabilidade percentual gerada pelo projeto. Conhecendo-se o valor de IBC, o $ROIA$ pode ser calculado através da equação (6.9).

$$ROIA(\%) = 100\left(\sqrt[n]{IBC} - 1\right) \tag{6.9}$$

O $ROIA$ é um ganho adicional sobre a TMA. Ele ajuda o proprietário do capital a decidir se é mais interessante investir a uma TMA qualquer, com baixo risco, ou assumir o risco de investir em um negócio para se obter um ganho adicional igual ao valor do $ROIA$.

6.6.4. Taxa Interna de Retorno

Por definição, a taxa interna de retorno (TIR) é aquela que faz com que o VPL se iguale a zero, conforme a equação (6.10).

$$0 = I + CNU + \sum_{j=1}^{n}\left(a\,\frac{(1+TIR)^{n} - 1}{i(1+TIR)^{n}} \right) \tag{6.10}$$

A TIR costuma ser normalmente calculada através de algoritmos iterativos.

6.6.5. Tempo de Retorno de Investimento

O tempo de retorno de investimento (*payback*) é o tempo necessário para que os benefícios resultantes do negócio retornem o investimento realizado. É um bom indicador de risco, visto que à medida que o *payback* se aproxima do final do horizonte de planejamento, mais arriscado é o investimento.

Há duas formas de se calcular o retorno de um investimento: através do método do *payback* simples (pouco utilizado) ou do *payback* descontado (considera em seus cálculos a variação do valor financeiro com o tempo). Os métodos de *payback* não são muito utilizados em análises de investimento, por desconsiderarem os benefícios advindos após o período do retorno.

A tabela 6.2 apresenta um resumo dos indicadores financeiros apresentados anteriormente, apontando suas principais vantagens e desvantagens.

Tabela 6.2 - Quadro-resumo dos indicadores financeiros analisados.

Método	Vantagens	Desvantagens
VPL	Método simples, porém criterioso, por considerar o valor temporal do dinheiro. Reconhecido como um dos melhores indicadores financeiros.	Pode apresentar resultados pouco satisfatórios com relação ao risco do projeto, principalmente se a TMA não for bem definida.

IBC	Auxilia no cálculo do retorno adicional sobre o investimento.	Isoladamente, não fornece uma estimativa real de rentabilidade.
ROIA	Fornece a estimativa real de rentabilidade de um investimento.	Não indica com precisão os riscos envolvidos na análise.
TIR	Indica conjuntamente o retorno esperado e o risco de um projeto.	Soluções trabalhosas e não aplicáveis a todos os casos.
Payback	Indicador de risco de fácil interpretação.	Não considera fluxos de caixa após o instante do retorno de investimento.

6.6. Custo da Energia Elétrica

Qualquer que seja a tecnologia selecionada para geração de energia elétrica, haverá custos de diversas naturezas. A necessidade do investidor cobrir esses custos e auferir lucro é o que determinará o custo da energia para o consumidor. Considera-se que o custo da energia elétrica gerada por um sistema é dado pela equação (6.11).

$$CE = \frac{CCVa}{E_C} \tag{6.11}$$

onde CE é o custo da energia elétrica, $CCVa$ é o custo do ciclo de vida anualizado do sistema, que é a denominação mais utilizada na engenharia para o $VPLa$, e E_C é a energia elétrica consumida no período de um ano (Δt = 8.760 h). No denominador da equação (6.11) é utilizado E_C, e não E_G, porque é do consumo de energia elétrica que virão as receitas para pagar o custo do sistema. Pode-se reescrever a equação (6.11) em função do fator de carga (f_c), conforme equação (6.12).

$$CE = \frac{CCVa}{f_C.P_C.\Delta t} \tag{6.12}$$

onde P_C é a potencia nominal da carga.

O custo do ciclo de vida anualizado é dado pela equação (6.13).

$$CCVa = \left[\left(I + CR_P\right).FRC\left(TMA, n\right)\right] + CO + CM \tag{6.13}$$

onde I é o investimento inicial do sistema, CR_p a soma dos valores presentes dos custos de reposição dos componentes do sistema, CO os custos de operação, CM os custos de manutenção e $FRC(TMA, n)$ o fator de recuperação de capital, dado pela equação (6.14).

$$FRC\left(TMA, n\right) = \frac{TMA(1+TMA)^n}{(1+TMA)^n - 1} \tag{6.14}$$

Os custos que aparecem na equação (6.13) compondo o custo total do sistema, são:

- Investimento inicial (I): referem-se ao projeto, aquisição, transporte e instalação de todo o aparato necessário à entrada em operação do sistema de energia elétrica;
- Custos de reposição trazidos a valor presente (CR_p): referem-se às substituições dos componentes principais do sistema, devido ao fim da vida útil dos mesmos. Pelo fato das vidas úteis possuírem caráter aleatório intrínseco, determina-se, na prática, um tempo de vida útil contábil para cada equipamento, de acordo com médias conhecidas. Assim, se o equipamento durar tempo menor do que o contábil, arca-se com prejuízo. Por outro lado, se tiver boa sobrevida além da vida contábil, aufere-se lucro. A escolha da vida útil contábil depende do risco que o investidor deseja assumir. Certamente, vidas úteis contábeis longas reduzem o custo da energia. A atitude conservadora de escolher vidas úteis contábeis curtas diminui o risco para o investidor em troca de um aumento do custo da energia para o consumidor. A soma dos valores presentes dos custos de reposição é dada pela equação (6.15).

$$CR_P = \sum_{j=1}^{k} \left(\sum_{m=1}^{R_i} \frac{I_j}{(1+TMA)^{mT_i}} \right) \tag{6.15}$$

onde k é o número de componentes do sistema, I_j o custo do componente j, T_j a sua vida útil contábil, e R_j o número de reposições do mesmo durante o período de análise n (horizonte de planejamento);

- Custos de operação (CO): referem-se aos custos necessários ao funcionamento do sistema. Esses custos resumem-se aos gastos com combustíveis, com os operadores, com as leituras e envio de faturas, dentre outros. Por isso, esses custos são proporcionais à energia elétrica gerada pelo sistema (igual a consumo mais perdas);
- Custos de manutenção (CM): referem-se a custos com manutenções preventivas e pequenas manutenções corretivas. Não devem ser confundidos com os custos de reposição, que se dão pela compra de peças para reposição. Freqüentemente, considera-se que o custo de manutenção é proporcional ao investimento inicial, à potência nominal ou à energia elétrica anualmente gerada.

6.7. Custos dos Equipamentos que Compõem os Sistemas Híbridos

A seguir são apresentados os principais custos de interesse dos equipamentos que compõem um sistema híbrido com as fontes solar fotovoltaica, eólica e diesel.

6.7.1. Sistema Fotovoltaico

Os custos de investimento inicial em tais sistemas estão concentrados principalmente nos módulos fotovoltaicos. De acordo com dados do mercado nacional, estima-se que o custo dos módulos varie entre 50 a 65 % do investimento inicial total do sistema fotovoltaico, dependendo basicamente da finalidade e do porte do mesmo. Estudos de sistemas fotovoltaicos domésticos de pequeno porte, que alimentam a carga em corrente contínua, dispensando a utilização do inversor de tensão, indicam que o custo dos módulos responde por 51 % do investimento inicial [OLIVEIRA E ZILLES, 2004]. Esses valores são coerentes com pesquisas de mercado internacionais, que apontam para uma participação do custo dos módulos entre 45 e 55 % do custo inicial total [SOLARBUZZ, 2008].

O custo de um módulo fotovoltaico está diretamente relacionado à sua potência de pico, sendo representado por $/$W_P$. O mercado nacional não fornece uma relação bem definida desses custos, principalmente em função da ausência de fábricas de módulos no país, fazendo com que seus custos variem bastante, e muitas vezes sem seguir a tendência internacional. Recentes pesquisas realizadas no mercado nacional, com dados obtidos de representantes de fabricantes internacionais, indicam valores aproximados de R$ 15,00/W_P para módulos cristalinos e R$ 12,00/W_P para módulos de silício amorfo.

Custos relacionados à reposição dos módulos dificilmente são considerados em análises econômicas devido ao elevado tempo de vida útil que esses componentes apresentam. A grande maioria dos fabricantes fornece, em média, 25 anos de garantia com os módulos apresentando pouca ou nenhuma variação em sua potência máxima fornecida. Exceção ainda é feita a alguns fabricantes de módulos de outras tecnologias que não as de silício mono e policristalino, que informam tempos de vida útil mais curtos e com perdas mais acentuadas na potência de saída.

Demais custos pertinentes à análise econômica de sistemas fotovoltaicos integrados em sistemas híbridos são os de manutenção e operação. Sabe-se que uma das grandes vantagens dos sistemas fotovoltaicos são seus baixos custos de O&M. Quando inseridos em análises econômicas, esses custos podem ser representados através de um valor percentual com relação ao custo de capital do sistema, ou valores monetários por capacidade instalada ou energia gerada ($/kW ou $/kWh). Para qualquer representação, os custos informados por diversas referências da área apontam para valores muito reduzidos, desde zero [BILLINTON e KARKI, 2001] até US$ 0,005/kWh [KELLOGG *et alii*, 1998]. Representações percentuais indicam valores inferiores a 1 % do investimento ao ano, inclusive para sistemas de grande porte [KUROKAWA, 2003].

6.7.2. Sistema Eólico

Ao se especificar um determinado aerogerador para uma localidade, aspectos importantes como o custo do kW instalado, a disponibilidade de mercado do aerogerador e de seus equipamentos auxiliares, dentre outros, devem ser considerados.

Os custos de geração a partir da fonte eólica estão diretamente relacionados ao recurso eólico disponível no local de instalação do sistema. Esta dependência pode inclusive ser considerada mais forte que a verificada em outras tecnologias, devido à relação cúbica existente entre a potência eólica e a velocidade do vento.

Um outro fator que influencia bastante no custo de geração de sistemas eólicos é o porte do sistema. Enquanto que a tecnologia fotovoltaica compreende uma faixa limitada de potência por módulo, os aerogeradores variam de unidades de centenas de watts a alguns megawatts, o que pode representar consideráveis variações econômicas. O custo da energia gerada por sistemas de pequeno porte é sensivelmente mais alto do que o custo para os de grande porte.

Esse comportamento é verificado principalmente devido aos custos de aquisição dos aerogeradores. Pesquisas realizadas a partir de dados do mercado internacional apontam para valores médios de aerogeradores de US$ 1.000/kW [ELHADIDY e SHAAHID, 2000; DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2008]. Como os custos variam com o porte do aerogerador, uma faixa mais abrangente aponta para valores de até US$ 2.000/kW para aerogeradores de pequeno porte, atingindo custos médios da ordem de US$ 800/kW para aerogeradores de grande porte.

O custo de capital da geração eólica em sistemas híbridos compreende basicamente os custos do aerogerador (supondo que o sistema de controle acompanhe o aerogerador) e da torre (com suas fundações). Torres tubulares autoportantes são mais onerosas que torres treliçadas sustentadas por cabos de aço, com os custos variando proporcionalmente à altura da torre. Torres treliçadas de ferro de 30 m de altura, muito utilizadas na instalação de aerogeradores de pequeno porte, podem ser encontradas na faixa de R$ 20.000,00 a 25.000,00, segundo pesquisas locais.

Com relação aos custos ao longo da vida útil de um sistema eólico, os principais são os relacionados à sua manutenção e operação. Os aerogeradores são equipamentos robustos e, se operados adequadamente, apresentam elevada vida útil. Já a torre depende das condições locais e dos procedimentos de manutenção a que ela é submetida. Em locais que apresentam altos níveis de umidade e salinidade, recomenda-se que a torre seja feita de aço galvanizado e passe por processos periódicos de manutenção, principalmente para a verificação de possíveis corrosões

em sua estrutura. Condições climáticas adversas ou rotinas de manutenção inadequadas indicam a substituição da torre em períodos relativamente curtos.

Com relação aos custos de O&M dos aerogeradores, estes são superiores aos dos sistemas fotovoltaicos, principalmente em função das estruturas de sustentação (torre, cabos, etc.) e do próprio aerogerador que, devido à presença de partes móveis, deve ser submetido a uma rotina de manutenção preventiva periódica. Os custos típicos podem variar entre US$ 0,01 e 0,02/kWh, ou entre 1,5 e 2 % (custo do aerogerador) ao ano [GIPE, 2004; KELLOGG *et alii*, 1998; AWEA WIND ENERGY FACT SHEETS, 2005].

6.7.3. Grupos Geradores

Os principais custos de sistemas de geração com combustíveis fósseis estão relacionados com os custos de aquisição do grupo gerador, custos de combustível e custos de manutenção (troca de peças, óleos lubrificantes, revisões periódicas, entre outros). As características principais desses tipos de sistemas de geração são seus baixos custos iniciais e seus elevados custos ao longo de sua vida útil.

Caso o horizonte de planejamento do sistema não seja muito curto, fatalmente o grupo gerador deverá ser substituído. Sua vida útil depende diretamente de suas horas de operação. Em sistemas híbridos, onde o gerador opere somente na escassez de recursos renováveis, a vida útil do conjunto é prolongada; porém, operando de forma isolada e contínua, apresenta drástica redução em sua vida útil.

Custos com combustível apresentam-se como a principal desvantagem de grupos geradores quando comparados a sistemas renováveis. Muitas vezes, em sistemas instalados em localidades remotas, o custo do litro do combustível é ainda maior que o verificado nas bombas de combustível, devido a todo o processo de logística envolvido na aquisição e transporte do combustível ao ponto de consumo.

Outro fator que influencia os custos de combustível de um grupo gerador é seu carregamento. A curva da figura 6.2 ilustra a relação entre o custo de geração de 1 kWh pelo grupo gerador (c_G) e a carga demandada, supondo um custo de combustível de R$ 2,00/L, valor razoável para a realidade da Região Amazônica.

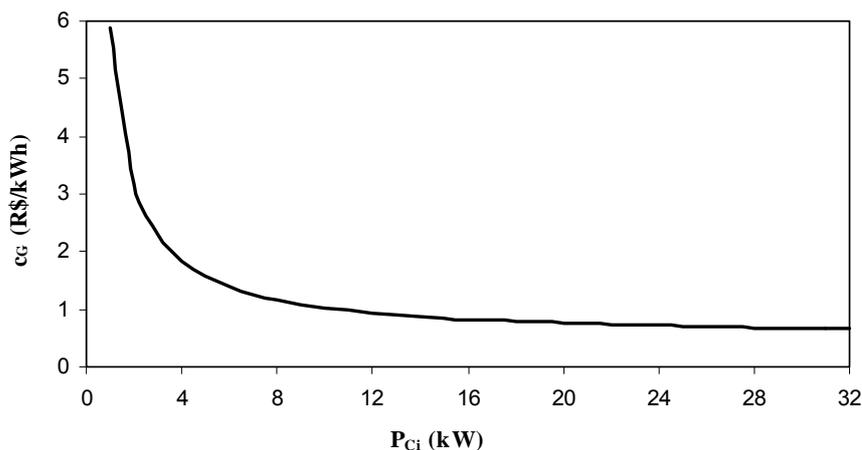



Figura 6.2 - Custo unitário de energia gerada por um grupo gerador a diesel de 32 kWe.

Nota-se pela análise do gráfico acima que, sob condições de baixo carregamento (carga demandada de 1 kW), o gerador a diesel apresenta custos de geração muito elevados, atingindo um valor de R$ 5,88/kWh. Em contrapartida, em situações de carga plena (P_{Ci} = 32 kW) o custo de geração é reduzido a R$ 0,66/kWh.

Assim como acontece com os custos de combustível, os custos de manutenção de grupos geradores também variam bastante com o seu carregamento, além de ser influenciado pelo número de partidas da máquina. Entretanto, o parâmetro que mais influencia nesses custos é o número de horas em que o gerador permanece em operação. Integrados em sistemas híbridos, operando de forma esporádica, os grupos geradores apresentam custos de manutenção em torno de US$ 0,02/kWh [BILLINTON e KARKI, 2001]. Atuando como única fonte de geração em sistemas isolados, se em funcionamento contínuo (24 h/dia), normalmente apresentam custos de manutenção mais elevados.

6.7.4. Componentes Auxiliares

Os demais componentes do sistema apresentam custos basicamente relacionados a sua aquisição e reposição. Procedimentos de manutenção são reduzidos e podem ser associados aos custos de operação e manutenção dos sistemas fotovoltaico e eólico.

Dentre os componentes auxiliares, os equipamentos mais críticos são as baterias, pois requerem substituições em períodos de tempo relativamente curtos. As automotivas e estacionárias possuem vida útil entre 2 e 4 anos, se não submetidas a condições anormais de operação. As especiais para aplicações que requerem ciclos diários de descarga/recarga, apresentam vida útil mais elevada; porém, seus altos custos de capital e sua indisponibilidade no mercado nacional tornam difícil o seu uso em grande parte dos sistemas.

Demais componentes, como controladores de carga e inversores, já atingiram maturidade tecnológica tal, que sua robustez e confiabilidade garantem reduzidas necessidades de reposição. O tempo médio de vida útil da maioria dos modelos desses equipamentos já atinge atualmente a faixa dos 10 anos.

Com relação aos seus custos de capital, diferentemente de módulos fotovoltaicos e aerogeradores, equipamentos como baterias, inversores e controladores de carga são fabricados nacionalmente em escalas relativamente largas, principalmente as baterias estacionárias e automotivas. Para determinadas faixas de capacidade, inversores e controladores ainda devem ser produzidos sob encomenda e não apresentam custos bem definidos. Situação semelhante é verificada para baterias especiais, ainda pouco disseminadas no Brasil.

Pesquisas baseadas em dados do mercado nacional apontam para custos de capital de baterias automotivas e estacionárias superiores a R$ 200,00/kWh de capacidade energética total. Os custos de inversores variam bastante com a sua capacidade. Inversores de baixas e médias potências (até 2,5 kW) apresentam custos médios de R$ 2.500,00/kW de potência nominal, enquanto que equipamentos com valores de potência superiores chegam a atingir R$ 4.000,00/kW. Já os custos de controladores de carga variam entre R$ 10,00 e 15,00/A.

Apenas a título comparativo, pesquisas no mercado internacional indicam custos médios de inversores da ordem de US$ 718,00/kW de potência nominal em 2008. Durante o mesmo período, controladores de carga apresentaram custos médios de US$ 5,81/A [SOLARBUZZ, 2008].

7 - RECOMENDAÇÕES PARA SEGURANÇA DE SISTEMAS HÍBRIDOS

Quando se faz uso ou se manuseia a energia elétrica é extremamente importante obedecer a algumas normas básicas de segurança. Ainda que os níveis de tensão e corrente sejam considerados baixos, não se devem subestimar os danos que a eletricidade pode trazer ao ser humano (choque elétrico, figura 7.1).

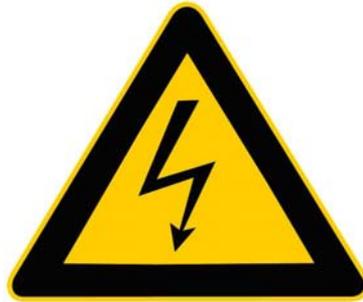



Figura 7.1 - Choque elétrico.

Diferentemente da ação do calor, frio ou ruído, o efeito da eletricidade só é percebido quando esta já está atravessando o corpo humano, o que pode ser fatal, dependendo da intensidade da corrente, das partes do corpo atravessadas e da duração da passagem da corrente. O homem apresenta um limite inferior de sensação à passagem da corrente elétrica, conhecido como Limiar de Percepção, que é de 1 mA para corrente alternada e 5 mA para corrente contínua.

A tabela 7.1 e a figura 7.2 apresentam os efeitos fisiológicos da passagem da corrente alternada (tempo/intensidade da corrente) na faixa de 15 a 100 Hz.

Tabela 7.1 - Zonas tempo/corrente de efeitos das correntes CA (15 a 100 Hz).

Designação da zona	Limites da zona	Efeitos fisiológicos
CA-1	Até 0,5 mA – linha a	Normalmente sem reação
CA-2	0,5 mA até linha b*	Normalmente nenhum efeito fisiológico prejudicial
CA-3	Linha b até curva c1	Normalmente nenhum dano orgânico é esperado. Probabilidade de contrações musculares e dificuldade de respiração para durações de passagem da corrente superiores a 2 s. Perturbações reversíveis de formação e condução de impulsos no coração, inclusive fibrilação do átrio e parada cardíaca passageira, sem fibrilação ventricular, aumentando a intensidade da corrente e o tempo.
CA-4	Acima da curva c1	Aumentanto a intensidade e o tempo, podem ocorrer efeitos patofisiológicos perigosos, como parada cardíaca, parada

		da respiração e queimaduras severas, além dos efeitos de Zona 3.
CA-4.1	c1-c2	Probabilidade de fibrilação ventricular até aproximadamente 5 %.
CA-4.2	c2-c3	Probabilidade de fibrilação ventricular até aproximadamente 50 %.
CA-4.3	Além da curva c3	Probabilidade de fibrilação ventricular acima de 50 %.

* Para durações de passagem de corrente inferiores a 10 ms, o limite para corrente do corpo, para a linha b, permanece constante a um valor 200 mA.
Fonte: Painel NR-10 – Revista Eletricidade Moderna, 2007.

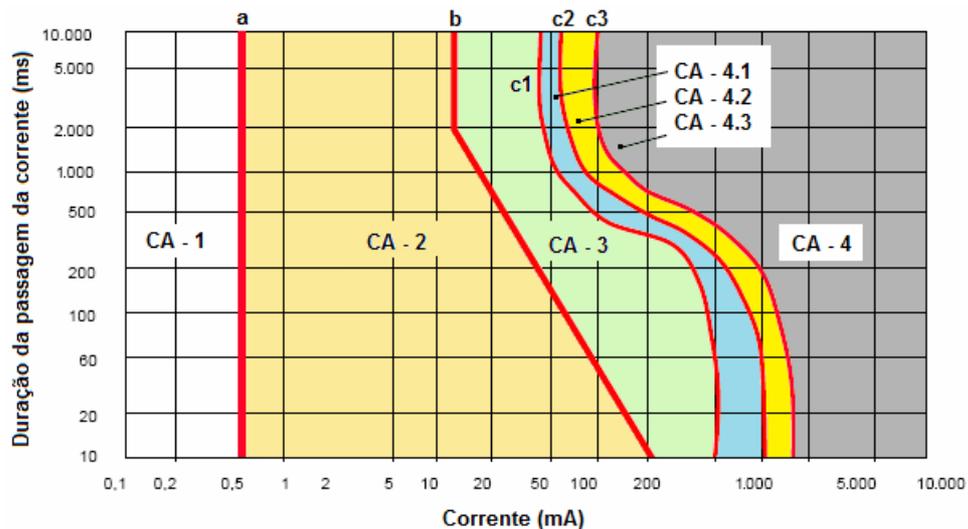



Figura 7.2 - Zonas tempo/corrente de efeitos das correntes CA (15 a 100 Hz).

No caso de sistemas híbridos de geração de energia, devem-se redobrar os cuidados, porque várias são as fontes e equipamentos envolvidos. Um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel, por exemplo, necessita, além de parâmetros para segurança da vida humana, de normas de segurança para a geração e distribuição, para os subsistemas de condicionamento de potência e armazenamento de energia.

Em todos os tipos de sistemas híbridos de geração de energia, os procedimentos de implantação, operação e manutenção devem ser executados apenas por pessoas devidamente treinadas para tal, utilizando-se dos equipamentos de proteção individual (EPI) específicos para cada função. Cartazes com orientações nas casas de força, ou mesmo afixados nos equipamentos, descrevendo os riscos potenciais e os procedimentos a serem seguidos, devem ser dispostos em locais de fácil visibilidade. Manuais básicos de segurança, operação e manutenção também devem estar disponíveis nas casas de força, para uso dos responsáveis pelo sistema. Estojos de primeiros socorros e de combate a incêndios devem ser disponibilizados aos usuários. Importante também se faz que:

- Os procedimentos de operação, instalação e manutenção sejam feitos sempre por pelo menos duas pessoas, facilitando o socorro, caso necessário;

- Os improvisos sejam evitados, tais como: *by-pass* de equipamentos de segurança e controle, ou ligações com materiais fora dos padrões de segurança (exposição de emendas de cabos, ou sua inadequada isolação, cabos com bitolas inadequadas, etc.);
- Os locais de trabalho, casas de força e áreas de instalação dos equipamentos, estejam limpos e livres de líquidos inflamáveis e objetos que possam causar curtos-circuitos.

7.1. Geração Eólica

Os sistemas eólicos funcionam com um ou mais aerogeradores, de potências que começam em centenas de W e atingem valores na faixa do MW, dispostos em torres treliçadas, ou estruturas tubulares metálicas ou de concreto, em terra firme ou mesmo fora dela. A altura em que os aerogeradores são instalados também é variável, ficando em geral, na faixa de dezenas de metros. O elevado peso e tamanho das estruturas envolvidas são também bastante característicos. Considerando que as torres e aerogeradores estão sujeitos à ação dos ventos e do salitre, pois são muitas vezes instalados em áreas costeiras, os cuidados com a segurança devem ser prioritários. Podem-se elencar os seguintes:

- Verificação diária da iluminação de sinalização aérea na torre do aerogerador;
- Verificação mensal da tensão mecânica e existência de corrosão nos cabos de estaiamento, grampos e parafusos da torre do aerogerador, se houver,
- Verificação semestral do aperto dos parafusos das seções da torre;
- Verificação semestral da pintura anti-corrosiva da torre;
- Verificação das recomendações de segurança do fabricante do aerogerador;
- Construção de cerca ou muro, dotado de placas de alerta, isolando o perímetro onde se encontra o sistema;
- Uso de equipamento de proteção individual específico, como: luvas, botas, capacete, cinto de segurança, quando necessitar subir na torre ou operar na usina onde se encontram abrigados os equipamentos de retificação, inversão e armazenamento de energia.

Observa-se que as ações de segurança, em função da robustez do sistema eólico, concentram-se mais no campo visual, o que não minimiza a importância das mesmas.

7.2. Geração Fotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos, em geral, operam com um conjunto de módulos fotovoltaicos, associados em arranjos série e paralelo – arranjo fotovoltaico. As correntes CC envolvidas na saída das associações são, muitas vezes, de valor elevado, o que requer cuidadosos procedimentos de segurança. Os arranjos fotovoltaicos podem ser instalados em estruturas metálicas, ou de madeira, sobre o solo, dispostos sobre telhados, ou ainda funcionando como o próprio telhado de um prédio. Por este motivo, devem estar isolados por cercas, ou afastados de vias de circulação de pessoas, além de serem dotados de um bom sistema de aterramento.

Outros equipamentos que podem constituir o sistema fotovoltaico, como controladores de carga, e inversor, devem ser mantidos abrigados em prédio para proteção das pessoas e dos próprios equipamentos.

De um modo geral, não importando o tamanho do sistema fotovoltaico, é importante que:

- Não se usem jóias e adereços, especialmente metálicos, das mãos, pescoço e pulsos durante a execução de qualquer serviço de instalação, operação ou reparo do sistema;
- As partes energizadas sejam isoladas, quando se operar, reparar ou instalar o sistema FV;
- Os módulos FV sejam cobertos com pano ou material que impeça a absorção da radiação solar pelos módulos FV durante procedimentos de operação, instalação e reparo, evitando possíveis choques elétricos;
- Sejam usados equipamentos de proteção individual específicos, luvas, botas, capacete, além de ferramentas com isolação adequadas.

7.3. Geração a Diesel

Os grupos geradores a diesel, quando presentes nos sistemas híbridos de geração de energia, exigem alguns cuidados relacionados á segurança, tais como:

- Construção de local adequado para armazenamento de resíduos, como o óleo lubrificante usado, de modo a não poluir o meio ambiente;
- Verificação do sistema de exaustão de gases liberados pelo grupo diesel;
- Evitar se aproximar das partes móveis do grupo gerador, para evitar graves acidentes, como, por exemplo, o escalpelamento;
- Uso de equipamento de proteção individual, especialmente auricular, quando o equipamento estiver operando.

7.4. Condicionamento de Potência

Os inversores e retificadores, quando estiverem presentes, devem ter como princípio para a segurança de usuários e dos próprios equipamentos, alguns requisitos como:

- Colocação de placas ou cartazes sinalizando os níveis de tensão envolvidos;
- Uso de equipamento de proteção individual pelo operador;
- Verificação periódica de contatos nos cabos de entrada e saída de energia;
- Nunca operar o equipamento com as portas dos gabinetes abertas, ou proceder a rotinas de manutenção com o equipamento em funcionamento;
- Observação de recomendações específicas dos fabricantes de cada equipamento.

7.5. Armazenamento de Energia

Quando o sistema híbrido for dotado de um banco de baterias, deve-se observar que:

- No processo da instalação das baterias, as chaves adequadas sejam utilizadas e que tenham cabo com isolação, ou aquele que executa a ação utilize, pelo menos, luvas com isolação adequada para a tensão de trabalho;
- As chaves usadas sejam curtas para evitar fechar um curto-circuito entre os terminais das baterias;
- Ao realizar o aperto de um cabo em um terminal de bateria é necessário que o outro terminal seja coberto com material isolante, evitando um possível curto-circuito entre os terminais;
- Existam chaves seccionadoras, ou disjuntores adequados, que possam desconectar o banco de baterias do sistema de geração e da carga, quando os procedimentos de manutenção, limpeza e troca, forem executados;
- O banco de baterias seja instalado em lugar abrigado do tempo, mas que permita a circulação de ar, evitando o acúmulo de gases liberados nos processos químicos que acontecem nas mesmas, e reduzindo sua temperatura de operação;
- Em hipótese alguma, sejam usados objetos que produzam fogo ou faíscas próximo das baterias;
- Não seja permitir o contato direto com a pele de qualquer solução que eventualmente venha a vazar das baterias;
- As baterias usadas não sejam descartadas em locais que comprometam o meio ambiente;

- As conexões entre as baterias e com os sistemas de geração e carga utilizem cabos com bitolas adequadas, reduzindo as perdas e evitando possíveis incêndios por elevação da temperatura dos cabos, além de sua capacidade.

7.6. Minirrede de Distribuição

Em relação aos cuidados que devem ser tomados durante a instalação e a manutenção da minirrede de distribuição alimentada pelo sistema híbrido, estes são basicamente os mesmos que os de uma rede de distribuição convencional. Dessa forma, destacam-se aqui apenas alguns procedimentos básicos.

Quando da instalação da rede, as ações realizadas são a colocação do posteamento, fixação dos isoladores, lançamento dos cabos e colocação dos transformadores, caso existam. Neste caso, os cuidados a serem tomados referem-se basicamente àqueles com obras civis, uma vez que a rede só será energizada posteriormente.

Já durante procedimentos de operação e manutenção, a rede deverá ser ou não desenergizada, dependendo do caso. Para ligação de novos consumidores, ou troca de medidores de energia, por exemplo, pode-se executar o trabalho sem desligar a rede, tomando-se apenas o cuidado de utilizar os equipamentos de proteção individual, já mencionados nos itens anteriores. No caso de troca de postes, isoladores, transformadores, ramais de cabos, ou outra manobra de maior porte, a rede deverá ser desligada. Em sistemas híbridos onde existirem subsistemas de geração distribuídos ao longo da rede, deve-se tomar o cuidado de verificar se todos os subsistemas foram devidamente desconectados da mesma, para evitar situações de ilhamento, com conseqüente risco aos executores da manutenção.

8 - RECOMENDAÇÕES PARA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS

O funcionamento adequado de qualquer sistema híbrido de geração de energia requer um plano de manutenção e operação também adequado. Todos os equipamentos envolvidos devem operar sob condições específicas. Não se podem esquecer as recomendações feitas pelos fabricantes e as características de cada local onde o sistema se encontra. O custo da produção da energia é, em geral, elevado não podendo, portanto, ser desconsiderado, relaxando-se nos cronogramas de operação e manutenção. Além disto, acidentes com danos materiais ou à vida humana podem ocorrer devido a procedimentos de operação e manutenção inadequados.

Em todos os casos, os procedimentos de operação e manutenção só devem ser executados por pessoal qualificado para tal, e preferencialmente trabalhando, pelo menos, em dupla.

Em um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel, com participação de sistemas de condicionamento de potência e de armazenamento de energia, de um modo geral, a operação é bastante simples e quase sempre automática. A geração renovável é prioritária na alimentação da carga diretamente através do inversor ou via banco de baterias. A entrada do grupo a diesel acontece nos períodos em que o sistema renovável não atende a demanda e o banco de baterias encontra-se com baixo nível de carga. Nesta situação a comutação renovável-diesel pode ser automática ou manual.

Nas casas de força, devem ser observadas as luzes indicadoras do estado dos sistemas, antes da execução das ações de operação e manutenção. A verificação de qualquer disjuntor aberto, quando este deveria estar ligado, é sinal de problemas no sistema; possivelmente algum trecho em curto-circuito. Neste caso, se após armado o disjuntor, este for novamente automaticamente desarmado, a causa do seu desarme deve ser localizada imediatamente. Esta pode advir de problemas na própria casa de força, na minirrede de distribuição ou em alguma unidade consumidora.

Em todos os equipamentos do sistema, uma inspeção visual é a primeira ação a ser realizada antes de manobrar ou efetuar procedimentos de manutenção.

Vale ressaltar que, algumas vezes, a diminuição na autonomia de um sistema híbrido pode estar associada não a deficiências nos seus componentes, mas ao aumento da demanda. Portanto, um uso racional e eficiente dos recursos energéticos disponibilizados colabora para um bom desempenho e maior durabilidade do sistema como um todo.

8.1. Sistema Eólico

O sistema eólico é bastante robusto e de simples manutenção. De um modo geral, a manutenção é apenas visual do estado de conservação dos cabos e atracações da torre do aerogerador. É importante verificar o funcionamento da lâmpada de sinalização aérea da torre. Além disso, deve-se:

- Verificar o bom funcionamento do retificador garantindo que a energia gerada chegue ao banco de baterias;
- Verificar o funcionamento adequado do sistema de freio e leme, para perfeita operação em caso de ventos muito fortes;
- Observar o período de manutenção do aerogerador, conforme indicado pelo fabricante.

8.2. Sistema Fotovoltaico

A princípio, não há qualquer procedimento de operação para os módulos fotovoltaicos. Depois de instalados, necessitam apenas de alguns cuidados básicos de manutenção, tais como:

- Verificar periodicamente todos os cabos de ligação dos arranjos, a solidez da estrutura de suporte dos módulos, os apertos dos parafusos de fixação dos módulos, e as partes inferiores dos módulos, principalmente as caixas de conexão, atentando para possíveis infiltrações ou entrada de insetos. Em casos de anormalidade, o reparo deve ser imediatamente providenciado;
- Limpar periodicamente as superfícies dos módulos, utilizando apenas água e um pano de tecido macio. Realizar este procedimento no início da manhã ou ao final da tarde, aproveitando os horários em que os módulos estão frios e a sua geração não é significativa para o sistema;
- No momento de cada limpeza, observar se há qualquer rachadura nos vidros protetores dos módulos ou se há qualquer anormalidade no aspecto das células, como perda de coloração ou ranhuras. Se constatada uma dessas anormalidades, o desempenho do módulo estará comprometido e deverá ser providenciada sua substituição. Manter o módulo em condições anormais de funcionamento, ou simplesmente retirá-lo, pode comprometer o desempenho do arranjo como um todo;
- Medir as tensões nas saídas dos arranjos observando se há qualquer alteração nos valores esperados, o que será indício de algum problema (conexão frouxa, módulo sujo, opaco ou quebrado);
- Impedir que qualquer tipo de sombreamento possa atingir a superfície dos módulos, diminuindo a geração de energia do arranjo.

8.3. Grupo Gerador a Diesel

A operação e a manutenção de qualquer grupo gerador a diesel devem seguir as recomendações do fabricante. Entretanto, algumas ações são comuns a todos os casos, tais como:

- Observar o número de horas de operação para troca de filtro e óleo lubrificante;
- Observar algum tipo de ruído atípico;
- Observar e, se necessário, completar fluido do radiador;
- Observar desgastes de correias, caso existentes;
- Manter o tanque de combustível abastecido, especialmente quando o grupo diesel operar automaticamente;
- Lubrificar as partes indicadas pelo fabricante;
- Registrar as ações realizadas nas manutenções em livro próprio.

8.4. Sistema de Armazenamento de Energia

No que diz respeito à operação, nada há a dizer. Entretanto, manutenção rotineira de caráter preventivo deve ser realizada. Neste aspecto, deve-se:

- Completar o nível de água ou de solução das baterias, quando for o caso;
- Observar algum tipo de ruído atípico (chiado) ou perda de solução nas baterias;
- Verificar apertos nos terminais das baterias, mantendo-os limpos e, de preferência, engraxados;
- Verificar existência de oxidação nos cabos de conexão. Lixá-los e retirar a parte oxidada pode resolver o; caso contrário, deve-se substituir o cabo;
- Verificar as tensões das aterias do banco e efetuar sua troca conforme o tempo especificado pelo fabricante, ou quando as tensões estiverem abaixo do mínimo especificado;
- Manter as baterias isoladas do piso.

8.5. Sistema de Condicionamento de Potência

Os inversores e controladores de carga constituem o que se conhece por sistema de condicionamento de potência. Recomenda-se:

- Verificar as sinalizações dos LEDs e alarmes sonoros nos controladores de carga e inversores;

- Verificar possível incapacidade de carregamento do banco de baterias, devido a problemas no controlador de carga;
- Procurar por curtos-circuitos, ligações clandestinas na rede de distribuição ou mesmo excesso de demanda, quando de sucessivos desarmes do inversor.

8.6. Minirrede de Distribuição

Os componentes da minirrede de distribuição devem também ser verificados periodicamente, para evitar perdas desnecessárias, ou mesmo problemas mais sérios, como seccionamento de cabos, curtos-circuitos, etc. Recomenda-se:

- Verificar o estado do posteamento;
- Verificar o estado dos cabos, transformadores (se houver) e isoladores;
- Podar a vegetação que possa interferir com partes da rede. Neste caso, o uso de cabos multiplexados reduz a necessidade de poda;
- Procurar por curtos-circuitos, ligações clandestinas na minirrede de distribuição ou mesmo excesso de demanda, quando de sucessivos desarmes do inversor do sistema;
- Verificar os ramais de ligação das unidades consumidoras e seus padrões de entrada, especialmente os medidores de energia.

9 - COMENTÁRIOS FINAIS

Apesar da maturidade tecnológica atualmente atingida pelas fontes solar e eólica, sua integração de forma a compor sistemas híbridos para geração de eletricidade ainda não é tão disseminada, no Brasil e no mundo, quanto instalações de sistemas fotovoltaicos ou eólicos individuais, apesar das vantagens apresentadas pelos híbridos. Diversos trabalhos buscam consolidar a utilização de sistemas híbridos, principalmente em aplicações onde suas vantagens são evidenciadas.

Para tal, as características particulares desses sistemas devem ser conhecidas, assim como suas vantagens, desvantagens, modelos de dimensionamento, formas de instalação, estratégias de operação, entre outros fatores. Com relação às características técnicas, conclui-se que sistemas híbridos são viáveis quando há disponibilidade de recursos renováveis adequados e quando o sistema pode ser instalado de forma a aproveitar de maneira ótima esses recursos. Outros fatores, como, por exemplo, a contribuição ideal de cada fonte no sistema e a estratégia de operação adotada quando há a presença de grupos geradores, são fundamentais para que se otimize o desempenho do sistema.

Entretanto, para que se possa garantir maior competitividade aos sistemas com fontes renováveis, devem-se adotar medidas que visem à redução dos seus custos iniciais, visto que o fator econômico ainda é um dos maiores entraves à disseminação em larga escala desses sistemas.

De uma forma geral, a redução de custos iniciais, a consolidação de um mercado nacional de fabricação de equipamentos e a adoção de políticas de incentivos são fatores que podem contribuir decisivamente para garantir a competitividade de sistemas de geração com fontes renováveis para uma gama ainda maior de aplicações.

Além disso, é importante que se disponha de mão-de-obra devidamente qualificada para avaliar potencialidades energéticas nos locais de possíveis instalações dos sistemas híbridos, desenvolver os seus projetos de forma adequada a cada atendimento em particular, instalar os sistemas levando em conta as suas peculiaridades, e operar e fornecer a manutenção adequada ao bom funcionamento e à sustentabilidade dos sistemas durante toda a vida útil de seus equipamentos.

Para tal, este manual, em conjunto com a apostila aqui referenciada como [PINHO, 2007], espera cumprir sua finalidade de servir como orientação básica para aqueles interessados em trabalhar com sistemas híbridos e incentivá-los a aprofundarem seus conhecimentos no assunto.

10 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AWEA WIND ENERGY FACT SHEETS (2005), "The Economics of Wind Energy", disponível online em http://www.awea.org/pubs/factsheets.html, acessada em 01/03/2005.

BARLEY, C. D. e WINN, C. B. (1996), "Optimal Dispatch Strategy in Remote Hybrid Power Systems", Solar Energy. Vol. 58, No. 4-6, p. 165-179.

BILLINTON, R. e KARKI, R. (2001), "Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy", IEEE Trans. Power Systems, vol. 16, No 4, p. 892-897.

BLASQUES, L. C. M. (2005), "Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade", Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFPA.

DALBON, W.; LEVA, S; ROSCIA, M. e ZANINELLI, D. H. (2002), "Hybrid Photovoltaic System Control For Enhancing Sustainable Energy", IEEE, p.134-139.

Danish Wind Industry Association (2005), "Guided Tour on Wind Energy", disponível online em http://www.windpower.org/en/tour/econ/index.htm, acessada em 08/02/2008.

ELHADIDY, M. A. e SHAAHID, S. M. (2000), "Parametric Study of Hybrid (Wind + Solar + Diesel) Power Generating Systems", Renewable Energy, vol. 21, p. 129-139.

GIPE, P. (2004), "Wind Power", James & James.

GTEF – CRESESB/CEPEL. (1999), "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos", Diversos autores, Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica – GTEF, 2ª Ed.

HAUSCHILD, L. (2006), "Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel", Dissertação de Mestrado, PIPGE/USP.

KELLOGG, W. D., NEHRIR, M. H., VENKATARAMANAN, G. e GEREZ, V. (1998), "Generation Unit Sizing and Cost Analysis for Stand-alone Wind, Photovoltaic, and Hybrid Wind/PV Systems", IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 13, No 1, p. 70-75.

KUROKAWA, K. (2003), "Energy From the Desert – Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems", James & James.

MACÊDO, W. N. (2002), "Estudo de Sistemas de Geração de Eletricidade Utilizando as Energias Solar Fotovoltaica e Eólica", Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFPA.

PINHO, J. T. (Coordenador) et. al. (2007), “Soluções Energéticas para a Amazônia: Eletrificação de Comunidades Isoladas – Módulo: Sistemas Híbridos”, Apostila do Curso. Programa Luz Para Todos, PNUD, BID-FUMIN, MME.

OLIVEIRA, L. G. M. (2005), “Estratégias de Controle de Carga e Descarga em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares”, Dissertação de Mestrado, PIPGE/USP.

OLIVEIRA, L. G. M. e ZILLES, R. (2004), “Estratégias de Controle de Carga em Pequenos Sistemas Fotovoltaicos”, AGRENER GD 2004 – 5o Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída, Campinas.

OMARI, O.; ORTJOHANN, E.; SAIJU, R.; HAMSICH, N. e MORTON, D. A. (2003), “A Simulation Model for Expandable Hybrid Power Systems”, 2nd. European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Kassel, Alemanha.

PAINEL NR-10, “Revista Eletricidade Moderna”. (2007), dezembro.

PROCEL – Eletrobrás. (2008), disponível em http://www.eletrobras.com/procel.html, acessada em 14/12/2007.

RÜTHER, R. (2004), “Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil”, Editora UFSC/LABSOLAR.

SKARSTEIN, O. e UHLEN, K. (1989), “Design Considerations with Respect to Long-term Diesel Saving in Wind/Diesel Plants”, Wind Engineering, vol. 13, No 2, p. 72-87.

SOLARBUZZ (2008), “Solar Electricity Prices”, disponível em http://www.solarbuzz.com/SolarPrices.htm, acessada em 08/02/2008.

USHER, E. P. e ROSS, M. M. D. (1998), “Recommended Practice for Charge Controllers”, International Energy Agency, Report IEA PVPS T3-05.

ANEXO 1

Exemplo de Formulário para Levantamento Socioeconômico

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

INSTITUTO DE TECNOLOGIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GRUPO DE ESTUDOS E DESENVOLVIMENTO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS - GEDAE

FORMULÁRIO SOCIOECONÔMICO

MUNICÍPIO: ....

COMUNIDADE:...

FORMULÁRIO nº: .... DATA: ....

ENTREVISTADOR:..

I - IDENTIFICAÇÃO DO RESPONSÁVEL FAMILIAR

1. Sexo: M ( ) F ( )
2. Nome (s): ....
3. Apelido: ....
4. Idade (s): ....
5. Estado civil: ....
6. Naturalidade: ....
7. Religião: ....
8. Profissão: ....
9. Grau de escolaridade:

Analfabeto ( )

1º grau   completo ( )   incompleto ( )

2º grau   completo ( )   incompleto ( )

3º grau   completo ( )   incompleto ( )

10. Tempo de residência no local:

Desde o nascimento ( )   Menos de 5 anos ( )

Entre 5 e 10 anos ( )   Entre 10 e 20 anos ( )

Mais de 20 anos ( )

11. Número de pessoas que moram na residência (contando com o responsável familiar):

Sexo masculino: ....

Sexo feminino: ....

Total: ....

12. Idade e sexo das pessoas que moram na residência:

Filho 1: ......M ( ) F ( ) Filho 2: ......M ( ) F ( ) Filho 3: ......M ( ) F( )

Filho 4: ......M ( ) F ( ) Filho 5: ......M ( ) F ( ) Filho 6: ......M ( ) F ( )

Filho 7: ......M ( ) F ( ) Filho 8: ......M ( ) F ( )

Sogro: .... Sogra: .... Genro: .... Nora: ....

Outros parentes: ....

13. Quantidade de filhos que estudam:

Pré-escolar: .... 1ª série: .... 2ª série: ....

3ª série: .... 4ª série: .... 5ª série: ....

6ª série: .... 7ª série: .... 8ª série: ....

2º grau: .... 3º grau: ....

Estudo interrompido ou não iniciado: ....

II - INFORMAÇÕES SOCIAIS

1. Condição em relação à propriedade:

Proprietário ( ) Inquilino ( ) Posseiro ( ) Outros: ....

2. Dimensões:

Propriedade: .... m^2

Casa: .... m^2

3. Número de cômodos: ....

4. Tipo de material de construção da casa:

Alvenaria ( ) Madeira ( ) Enchimento ( )

Palha .( ) Outros: ....

5. Tipo de cobertura da casa:

Telha de barro ( ) Fibrocimento ( )

Palha ( ) Cavaco ( ) Zinco ( )

Outros: ....

6. Tipo de piso:

Madeira ( ) Chão batido ( )

Cimento ( ) Outros: ....

7. Tipo de iluminação:

Elétrica ( ) Querosene ( ) Gás de cozinha ( )

Outros:..

8. Tipo de abastecimento de água:

Encanada ( ) Poço coletivo ( ) Poço individual ( ) Cacimba ( )

Rio ( ) Outros: ....

9. Aparelhos domésticos já adquiridos:

Televisão ( ) Aparelho de som 3x1 ( )

Rádio ( ) Geladeira ( )

Filtro ( ) Liqüidificador ( )

Fogão a gás ( ) Ferro de passar elétrico ( ) A carvão ( )

Antena parabólica ( )

Outros: ....

10. Quantidade de lâmpadas existentes:

Fluorescentes de 20 W: .... Incandescentes de 60 W: ....

Fluorescentes de 40 W: .... Incandescente de 100 W: ....

Outras: ....

11. Instalações sanitárias:

Banheiro dentro de casa ( )

Banheiro fora de casa ( )

Fossa séptica ( )

Fossa negra ( )

Outros: ....

12. Destino do lixo mais frequente:

Enterrado ( )

Queimado ( )

Lançado a céu aberto ( )

Outros: ....

13. Assistência médica-odontológica mais utilizada:

FNS ( )

Posto de saúde ( )

Prefeitura ( )

Funrural ( )

Outros: ....

14 Doença mais freqüente na família:

Hepatite ( ) Febre tifóide ( ) Diarréia ( )

Sarampo ( ) Malária ( ) Tétano ( )

Outros: ....

15. Alimentação básica e periodicidade semanal:

Peixe ( ) Carne ( ) Feijão ( )

Arroz ( ) Farinha ( )

Outros: ....

16. Possui horta caseira?

Sim ( ) Não ( )

17. Atividades de lazer:

Festas dançantes ( ) Televisão ( ) Futebol ( )

Banhos de praias ou igarapés ( ) Outras: ....

18. Participa de associação comunitária?

Sim ( ) Não ( )

Forma de participação: ....

III - INFORMAÇÕES ECONÔMICAS

1. Tipo de atividade desenvolvida (especificar principais produtos):

Agricultura: ....

Criação de animais: ....

Extração vegetal: ....

Pesca: ....

Comércio: ....

Serviços: ....

Outras: ....

2. Fontes de renda:

Comercialização da produção de pescado ( )

Comercialização da produção agrícola ( )

Comercialização de outros produtos ( ) especificar ....

Aposentadoria ( )

Outras: ....

3. Renda familiar:

< 1 SM ( ) 1 a 2 SM ( ) 2 a 3 SM ( ) 3 a 4 SM ( )
4 a 5 SM ( ) > 5 SM ( )

4. É empregado ?

Sim ( ) Onde/de quem?...

Não ( )

5. Possui carteira de trabalho ?

Sim ( ) Não ( )

6. Seus filhos ajudam no trabalho ?

Sim ( ) Não ( )

7. Quantos e como ajudam ?

....

8. Com que idade seus filhos começam a ajudar no trabalho?

....

9. Quais os serviços desenvolvidos por sua mulher?

....

10. Costuma pagar mão-de-obra de fora da família para a atividade que desenvolve?

....

11. Para onde costuma vender sua produção?

....

12. Possui algum empréstimo financeiro?

....

IV - OUTRAS INFORMAÇÕES/OBSERVAÇÕES

....

....

ANEXOS

1. Fontes de energia utilizadas por mês

Fontes Energéticas	Quantidade Utilizada por Atividade							Preço Médio Unitário (R$)
	Iluminação	Cocção de alimentos	Refrigeração	Comércio	Transporte	Lazer	Outras Atividades	
Querosene (l)								
Óleo Diesel (l)								
Gasolina (l)								
Gás de cozinha(*)								
Lenha (feixe)								
Carvão vegetal (saca)								
Vela (pacote)								
Pilha de 1,5 V(**)								
Bateria automotiva (recarga)								
Outras fontes (especificar)								

(*) Especificar o peso do botijão (2 kg, 13 kg, etc)

(**) Especificar o tamanho (pequena, média ou grande)

2. Perspectiva de aquisição de aparelhos/utensílios domésticos:

O que poderiam adquirir	**Sim**	**Não**
Rádio		
Televisor		
Aparelho de Som 3 x 1		
Geladeira		
Liqüidificador		
Ventilador		
Ferro elétrico		
Ferro a carvão		
Fogão a gás		
Lâmpadas fluorescentes de 20 W		
Lâmpadas fluorescentes de 40 W		
Outros (............................)		

Obs.: Indicar se as lâmpadas fluorescentes substituirão as incandescentes existentes.

ANEXO 2

Coordenadas Geográficas e Declinações Magnéticas de Cidades da Região Amazônica

- **Estado: Acre**

Cidade	**Coordenadas Geográficas**	**Declinação Magnética**	**Variação anual**
Rio Branco	09º 58’ 29’’ S 67º 48’ 36’’ O	- 7º 47’ 01’’	- 10’ 33’’
Cruzeiro do Sul	07º 37’ 52’’ S 72º 40’ 12’’ O	- 4º 27’ 05’’	- 10’ 02’’
Feijó	08º 09’ 51’’ S 70º 21’ 13’’ O	- 6º 10’ 43’’	- 10’ 21’’
Sena Madureira	09º 03’ 56’’ S 68º 39’ 25’’ O	- 7º 19’ 23’’	- 10’ 30’’
Tarauacá	08º 09’ 41’’ S 70º 45’ 56’’ O	- 5º 50’ 53’’	- 10’ 19’’
Senador Guiomard	10º 09’ 08’’ S 67º 44’ 21’’ O	- 7º 47’ 50’’	- 10’ 34’’
Brasiléia	11º 00’ 58’’ S 68º 44’ 53’’ O	- 6º 45’ 13’’	- 10’ 33’’
Plácido de Castro	10º 20’ 07’’ S 67º 11’ 08’’ O	- 8º 11’ 57’’	- 10’ 34’’
Epitaciolândia	11º 01’ 44’’ S 68º 44’ 29’’ O	- 6º 45’ 20’’	- 10’ 33’’
Xapuri	10º 39’ 06’’ S 68º 30’ 16’’ O	- 7º 02’ 55’’	- 10’ 34’’

- **Estado: Amapá**

Cidade	**Coordenadas Geográficas**	**Declinação Magnética**	**Variação anual**
Macapá	00º 02’ 20’’ N 51º 03’ 59’’ O	- 18º 51’ 12’’	- 3’ 46’’
Santana	00º 03’ 30’’ N 51º 10’ 54’’ O	- 18º 49’ 01’’	- 3’ 50’’
Laranjal do Jari	01º 07’ 12’’ S 52º 00’ 00’’ O	- 18º 36’ 21’’	- 4’ 38’’
Oiapoque	03º 50’ 35’’ N 51º 50’ 06’’ O	- 18º 24’ 19’’	- 3’ 16’’
Porto Grande	00º 42’ 48’’ N 51º 24’ 48’’ O	- 18º 47’ 26’’	- 4’ 12’’
Mazagão	00º 06’ 54’’ S 51º 17’ 22’’ O	- 18º 47’ 08’’	- 3’ 54’’
Vitória do Jari	00º 55’ 02’’ S 52º 24’ 29’’ O	- 18º 26’ 19’’	- 4’ 46’’
Tartarugalzinho	01º 30’ 20’’ N 50º 54’ 43’’ O	- 18º 51’ 15’’	- 3’ 28’’
Calçoene	02º 29’ 51’’ N 50º 56’ 55’’ O	- 18º 44’ 34’’	- 3’ 05’’
Amapá	02º 03’ 12’’ N 50º 47’ 35’’ O	- 18º 44’ 28’’	- 2’ 48’’

- **Estado: Amazonas**

Cidade	**Coordenadas Geográficas**	**Declinação Magnética**	**Variação anual**
Manaus	03º 06’ 07’’ S 60º 01’ 30’’ O	- 14º 33’ 29’’	- 8’ 25’’
Parintins	02º 37’ 42’’ S 56º 44’ 09’’ O	- 16º 28’ 30’’	- 7’ 11’’
Coari	04º 05’ 06’’ S 63º 08’ 29’’ O	- 12º 24’ 56’’	- 9’ 24’’
Manacapuru	03º 17’ 59’’ S 60º 37’ 14’’ O	- 14º 10’ 11’’	- 8’ 38’’
Itacoatiara	03º 08’ 35’’ S 58º 26’ 39’’ O	- 15º 30’ 07’’	- 7’ 56’’
Tefé	03º 21’ 15’’ S 64º 42’ 41’’ O	- 11º 25’ 05’’	- 9’ 32’’
Maués	03º 23’ 01’’ S 57º 43’ 07’’ O	- 15º 54’ 21’’	- 7’ 45’’
Tabatinga	04º 15’ 09’’ S 69º 56’ 17’’ O	- 07º 22’ 34’’	- 10’ 02’’
Iranduba	03º 17’ 05’’ S 60º 11’ 10’’ O	- 14º 26’ 36’’	- 8’ 31’’
Fonte Boa	02º 30’ 50’’ S 66º 05’ 30’’ O	- 10º 33’ 21’’	- 9’ 33’’
Manicoré	05º 48’ 33’’ S 61º 18’ 01’’ O	- 13º 27’ 17’’	- 9’ 21’’
Borba	04º 23’ 16’’ S 59º 35’ 38’’ O	- 14º 43’ 07’’	- 8’ 36’’
Santo Antônio do Içá	03º 06’ 08’’ S 67º 56’ 23’’ O	- 09º 06’ 31’’	- 9’ 50’’
São Gabriel da Cachoeira	00º 07’ 49’’ S 67º 05’ 21’’ O	- 10º 10’ 48’’	- 9’ 10’’
Barcelos	00º 58’ 29’’ S 62º 55’ 27’’ O	- 12º 54’ 41’’	- 8’ 38’’

- **Estado: Maranhão**

Cidade	**Coordenadas Geográficas**	**Declinação Magnética**	**Variação anual**
São Luís	02º 31’ 47’’ S 44º 18’ 10’’ O	- 20º 48’ 50’’	0’ 58’’
Imperatriz	05º 31’ 35’’ S 47º 29’ 30’’ O	- 20º 29’ 08’’	- 3’ 50’’
Timon	05º 05’ 39’’ S 42º 50’ 12’’ O	- 21º 28’ 49’’	- 1’ 05’’
Caxias	04º 51’ 32’’ S 43º 21’ 22’’ O	- 21º 21’ 44’’	- 1’ 18’’
São José de Ribamar	02º 33’ 43’’ S 44º 03’ 15’’ O	- 20º 51’ 21’’	0’ 50’’
Codó	04º 27’ 19’’ S 43º 53’ 08’’ O	- 21º 12’ 34’’	- 1’ 28’’
Açailândia	04º 56’ 48’’ S 47º 30’ 17’’ O	- 20º 25’ 40’’	- 3’ 39’’
Paço do Lumiar	02º 31’ 56’’ S 44º 06’ 27’’ O	- 20º 50’ 34’’	0’ 51’’
Bacabal	04º 17’ 30’’ S 44º 47’ 30’’ O	- 21º 01’ 07’’	- 1’ 56’’
Santa Luzia	03º 57’ 48’’ S 45º 39’ 30’’ O	- 20º 47’ 26’’	- 2’ 18’’

- **Estado: Mato Grosso**

Cidade	Coordenadas Geográficas	Declinação Magnética	Variação anual
Cuiabá	15º 35’ 46’’ S 56º 05’ 48’’ O	- 15º 33’ 49’’	- 9’ 08’’
Várzea Grande	15º 38’ 48’’ S 56º 07’ 57’’ O	- 15º 31’ 44’’	- 9’ 09’’
Rondonópolis	16º 28’ 15’’ S 54º 38’ 08’’ O	- 16º 24’ 59’’	- 8’ 45’’
Sinop	11º 51’ 51’’ S 55º 30’ 09’’ O	- 16º 32’ 14’’	- 8’ 40’’
Cáceres	16º 04’ 14’’ S 57º 40’ 44’’ O	- 14º 19’ 20’’	- 9’ 33’’
Tangará da Serra	14º 37’ 10’’ S 57º 29’ 09’’ O	- 14º 45’ 28’’	- 9’ 28’’
Primavera do Leste	15º 33’ 32’’ S 54º 17’ 46’’ O	- 16º 48’ 03’’	- 8’ 36’’
Barra do Garças	15º 53’ 24’’ S 52º 15’ 24’’ O	- 18º 03’ 12’’	- 7’ 56’’
Sorriso	12º 32’ 43’’ S 55º 42’ 41’’ O	- 16º 18’ 54’’	- 8’ 49’’
Alta Floresta	09º 52’ 32’’ S 56º 05’ 10’’ O	- 16º 23’ 32’’	- 8’ 35’’

- **Estado: Pará**

Cidade	Coordenadas Geográficas	Declinação Magnética	Variação anual
Belém	01º 27’ 21’’ S 48º 30’ 16’’ O	- 19º 46’ 05’’	- 2’ 57’’
Ananindeua	01º 21’ 56’’ S 48º 22’ 20’’ O	- 19º 47’ 34’’	- 2’ 50’’
Santarém	02º 26’ 35’’ S 54º 42’ 30’’ O	- 17º 29’ 52’’	- 6’ 19’’
Marabá	05º 22’ 07’’ S 49º 07’ 04’’ O	- 19º 56’ 00’’	- 4’ 37’’
Castanhal	01º 17’ 38’’ S 47º 55’ 35’’ O	- 19º 53’ 56’’	- 2’ 34’’
Abaetetuba	01º 43’ 05’’ S 48º 52’ 57’’ O	- 19º 41’ 31’’	- 3’ 15’’
Cametá	02º 14’ 40’’ S 49º 29’ 45’’ O	- 19º 33’ 34’’	- 3’ 46’’
Bragança	01º 03’ 13’’ S 46º 45’ 56’’ O	- 20º 07’ 50’’	- 1’ 48’’
Marituba	01º 21’ 19’’ S 48º 20’ 31’’ O	- 19º 47’ 58’’	- 2’ 49’’
Itaituba	04º 16’ 34’’ S 55º 59’ 01’’ O	- 16º 49’ 37’’	- 7’ 22’’
Parauapebas	06º 04’ 03’’ S 49º 54’ 08’’ O	- 19º 40’ 36’’	- 5’ 13’’
Paragominas	02º 59’ 45’’ S 47º 21’ 10’’ O	- 20º 15’ 28’’	- 2’ 53’’
Tucuruí	03º 45’ 58’’ S 49º 40’ 21’’ O	- 19º 37’ 38’’	- 4’ 23’’
Breves	01º 40’ 56’’ S 50º 28’ 49’’ O	- 19º 11’ 18’’	- 4’ 05’’
Altamira	03º 12’ 12’’ S 52º 12’ 23’’ O	- 18º 37’ 43’’	- 5’ 27’’

- **Estado: Rondônia**

Cidade	**Coordenadas Geográficas**	**Declinação Magnética**	**Variação anual**
Porto Velho	08º 45’ 43’’ S 63º 54’ 14’’ O	- 11º 06’ 50’’	- 10’ 15’’
Ji-Paraná	10º 53’ 07’’ S 61º 57’ 06’’ O	- 12º 10’ 40’’	- 10’ 09’’
Ariquemes	09º 54’ 48’’ S 63º 02’ 27’’ O	- 11º 32’ 41’’	- 10’ 14’’
Cacoal	11º 26’ 19’’ S 61º 26’ 56’’ O	- 12º 26’ 53’’	- 10’ 07’’
Vilhena	12º 44’ 26’’ S 60º 08’ 45’’ O	- 13º 10’ 06’’	- 9’ 58’’
Jaru	10º 26’ 20’’ S 62º 27’ 59’’ O	- 11º 52’ 35’’	- 10’ 12’’
Rolim de Moura	11º 48’ 13’’ S 61º 48’ 12’’ O	- 12º 06’ 23’’	- 10’ 12’’
Buritis	10º 12’ 42’’ S 63º 54’ 14’’ O	- 10º 49’ 25’’	- 10’ 22’’
Guajará-Mirim	10º 46’ 58’’ S 65º 20’ 22’’ O	- 09º 34’ 18’’	- 10’ 32’’
Ouro Preto do Oeste	10º 44’ 53’’ S 62º 12’ 57’’ O	- 12º 00’ 19’’	- 10’ 11’’

- **Estado: Roraima**

Cidade	**Coordenadas Geográficas**	**Declinação Magnética**	**Variação anual**
Boa Vista	02º 49' 11'' N 60º 40' 24'' O	- 14º 26' 30''	- 7' 24''
Rorainópolis	00º 56' 46'' N 60º 25' 05'' O	- 14º 28' 25''	- 7' 58''
Alto Alegre	02º 53' 45'' N 61º 29' 51'' O	- 13º 57' 27''	- 7' 41''
Caracaraí	01º 48' 58'' N 61º 07' 41'' O	- 14º 07' 17''	- 7' 51''
Bonfim	03º 21' 35'' N 59º 50' 00'' O	- 14º 57' 28''	- 6' 38''
Mucajaí	02º 25' 48'' N 60º 54' 00'' O	- 14º 19' 49''	- 7' 21''
Cantá	02º 36' 37'' N 60º 35' 51'' O	- 14º 29' 40''	- 7' 18''
Pacaraima	04º 25' 53'' N 61º 08' 47'' O	- 14º 16' 16''	- 6' 45''
São Luiz	01º 00' 27'' N 60º 01' 03'' O	- 14º 48' 18''	- 7' `15''
Uiramutã	04º 35' 44'' N 60º 10' 04'' O	- 14º 47' 49''	- 6' 29''

- **Estado: Tocantins**

Cidade	**Coordenadas Geográficas**	**Declinação Magnética**	**Variação anual**
Palmas	10º 12’ 46’’ S 48º 21’ 37’’ O	- 20º 24’ 58’’	- 5’ 31’’
Araguaína	07º 11’ 28’’ S 48º 12’ 26’’ O	- 20º 22’ 10’’	- 4’ 42’’
Gurupi	11º 43’ 45’’ S 49º 04’ 07’’ O	- 20º 06’ 01’’	- 6’ 09’’
Porto Nacional	10º 42’ 29’’ S 48º 25’ 02’’ O	- 20º 23’ 47’’	- 5’ 39’’
Paraíso do Tocantins	10º 10’ 34’’ S 48º 52’ 00’’ O	- 20º 12’ 11’’	- 5’ 45’’
Araguatins	05º 39’ 04’’ S 48º 07’ 28’’ O	- 20º 17’ 40’’	- 4’ 12’’
Colinas do Tocantins	08º 03’ 33’’ S 48º 28’ 30’’ O	- 20º 18’ 47’’	- 5’ 04’’
Miracema do Tocantins	09º 34’ 02’’ S 48º 23’ 30’’ O	- 20º 23’ 33’’	- 5’ 24’’
Tocantinópolis	06º 19’ 46’’ S 47º 24’ 59’’ O	- 20º 34’ 40’’	- 4’ 03’’
Guaraí	08º 50’ 03’’ S 48º 30’ 37’’ O	- 20º 19’ 36’’	- 5’ 17’’

ANEXO 3

Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Sistemas Fotovoltaicos

Instalação da estrutura de suporte:

- Parafusos 3/16” x 3/4” (Ø x comp.)
- Porcas 3/16” x 3/4” (Ø x comp.)
- Anilhas de pressão 3/16”
- Arruelas 3/16”
- Parafusos 3/8” x 1 ¼” (Ø x comp.)
- Porcas 3/8” x 1 ¼” (Ø x comp.)
- Anilhas de pressão 3/8”
- Arruelas 3/8”
- Parafusos rosca soberba 12 mm
- Arruelas 12 mm
- Buchas D12
- Perfil L 1.1/2” x 1/4”
- Perfil L 2” x 1/4”
- Perfil L 2.1/2 x 1/4”
- Barra chata 1 x 1/4"
- Peças de madeira (perna-mancas)

Conexões elétricas dos módulos:

- Abraçadeira Plástica 15 cm
- Abraçadeira Plástica 30 cm
- Anilha de Pressão 5/16"
- Arruela 5/16"
- Cabo de Cobre 10 mm^2
- Cabo de Cobre Nu 6 mm^2
- Chave Blindada 250 V, 30 A
- Conduite Flexível 1,1/2"
- Eletrocalha 0,10 x 0,005 (3 m)
- Eletroduto 1,1/2" 3 m
- Luva 1,1/2"
- Parafuso 1,1/2x5/16" c/ porca
- Parafuso 1"x5/16" c/ porca
- Terminal Garfo 10 mm^2
- Terminal Garfo 6 mm^2
- Terminal Olhal 6 mm^2
- Haste de Aterramento 5/8"x 2,40 m com conectores
- Módulos Fotovoltaicos
- Diodos
- Controlador de Carga

ANEXO 4

Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Sistemas Eólicos

Itens:

- Abraçadeira Plástica 40 cm
- Arruela 3/4"
- Cabo de Cobre Nu 10 mm^2
- Cabo de Aço galvanizado com alma de aço 1/2"
- Conduite Flexível 1,1/2"
- Eletroduto 1,1/2" 3 m
- Esticador Garfo-Garfo 3/4" x 18"
- Esticador Garfo-Garfo 7/8" x 18"
- Grampo 5/16" Pesado
- Parafuso 2"x3/4"
- Parafuso 10"x3/4"
- Sapatilha 5/8" Galvanizada
- Terminal Olhal 10 mm^2
- Haste de Aterramento 5/8"x 2,40 m com conectores
- Chave Blindada 250 V, 60 A
- Transformador
- Torre Treliçada 30 m
- Anilha de Pressão 3/4"
- Cabo de Cobre 10 mm^2
- Cabo de Cobre 25 mm^2
- Cabo de Aço galvanizado com alma de aço 5/16"
- Destorcedor de Cabo 5/16"
- Esticador Garfo-Olhal 1/2" x 12"
- Esticador Garfo-Olhal 3/4" x 12"
- Grampo (clipe) 1/2" Pesado
- Luva 1,1/2" (Eletroduto)
- Parafuso 2,1/2"x3/4"
- Porcas 3/4"
- Sapatilha 1/2" Galvanizada
- Terminal Olhal 25 mm^2
- Chave Comutadora
- Aerogerador
- Retificador/Controlador
- Bases da Torre (Fundação): Vergalhão 5/8", 1/2"; Cimento; Areia; Seixo; Tábua Branca; Pedra Preta; Prego; Arame Recozido.

ANEXO 5

Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Grupos Geradores

Itens:

- Cabo de Cobre 50 mm^2
- Cabo de Cobre Nu 6 mm^2
- Chave Comutadora
- Conduite Flexível 2"
- Coxim
- Eletrocalha 0,10 x 0,05 (3 m)
- Eletroduto 2" (3 m)
- Hastes de Aterramento 5/8" x 2,40 m com conectores
- Bucha de amortecimento
- Grupo Gerador Diesel
- Tubo de Escapamento

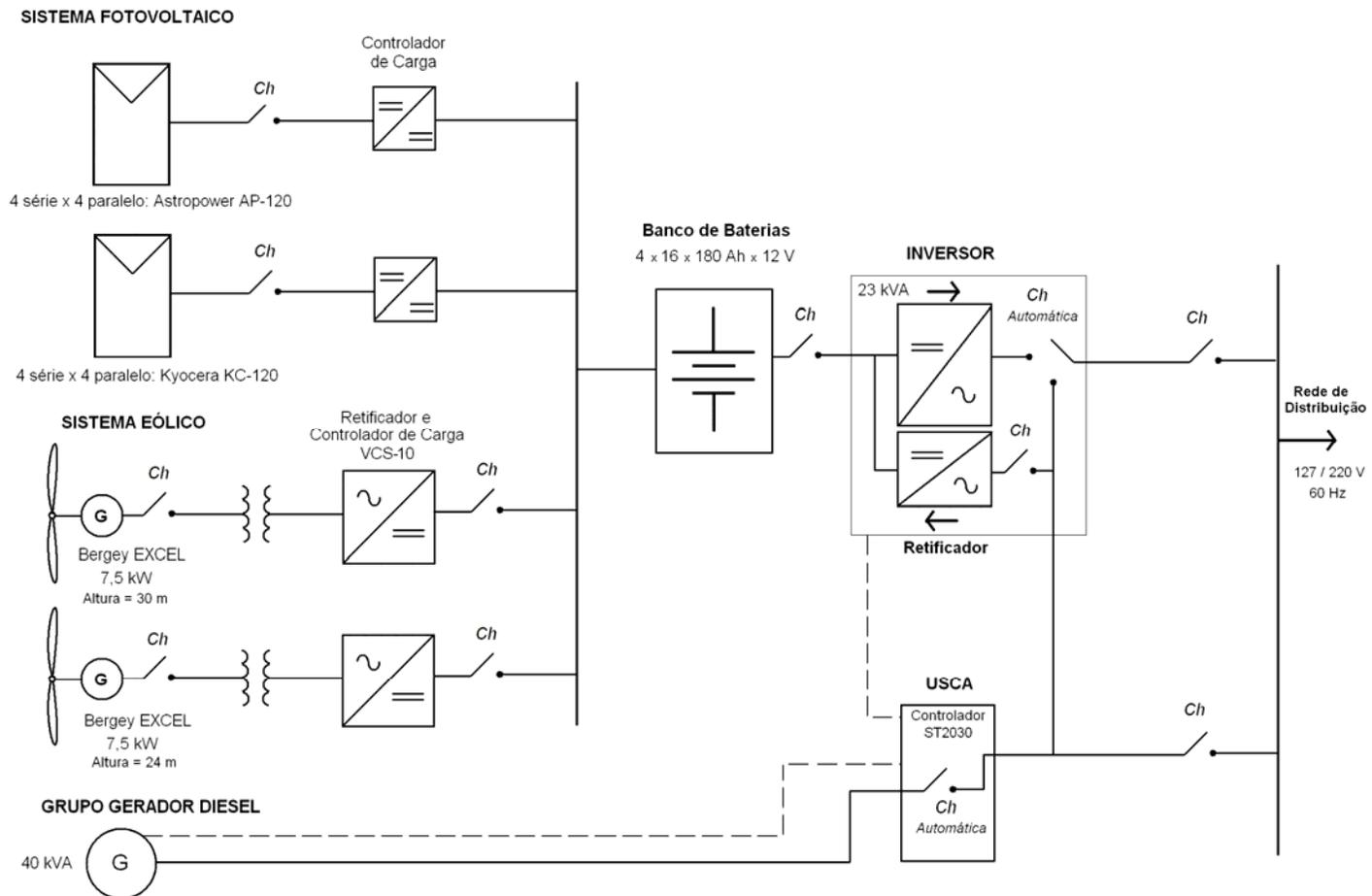
ANEXO 6

Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Bancos de Baterias

Itens:

- Cabo de Cobre 150 mm^2
- Cabo de Cobre 70 mm^2
- Conduite Flexível 2"
- Eletrocalha 0,10 x 0,05 (3 m)
- Eletroduto 2" (3 m)
- Baterias
- Estrutura para Baterias
- Tábuas para Estrutura das Baterias

ANEXO 7

Diagrama Unifilar de um Sistema Híbrido

ANEXO 8

Lista de Ferramentas, Equipamentos e Acessórios Necessários para Instalações Típicas de Sistemas Híbridos

Ferramentas:

- Chaves Boca-Boca (Jogo completo)
- Chaves Olhal-Olhal (Jogo completo)
- Chaves Boca-Olhal (Jogo completo)
- Chave Catraca e peças Soquete (Jogo completo)
- Chave Inglesa
- Chaves de Fenda (Jogo completo)
- Chaves *Philips* (Jogo completo)
- Chaves *Allen* (Jogo completo)
- Alicate Universal
- Alicate de Pressão
- Alicate de Corte
- Alicate de Bico
- Alicate Prensa-cabo
- Alicate Turquês
- Alicate Decapador
- Martelo de Borracha
- Martelo Comum
- Marreta
- Talhadeiras
- Punção
- Arco de Serra
- Serras
- Serrote
- Terçado

Equipamentos e acessórios:

- Alicate multiteste
- Multímetro
- Furadeira e brocas (Jogo completo)
- Serra tico-tico
- GPS
- Trena
- Inclinômetro
- Bússola
- Fita de isolamento (segurança) de área
- Tifor e cabo de aço
- Talha
- Cabos de aço e grampos (Diversos)
- Cabos elétricos (Diversos)
- Cordas
- Andaimes
- Lonas
- Capacete
- Luvas
- Óculos de proteção
- Botas de borracha
- Protetores auriculares
- Cintos de segurança e acessórios
- Fita isolante e de auto-fusão
- Ferro de solda e solda

- Pé-de-cabra
- Estiletes
- Limas
- Enxada
- Enxadeco
- Pá
- Picareta
- Grampo tipo “C” (sargento)
- Jogo de Roldanas (carretilha)
- Nível de bolha
- Conectores diversos (garfo, olhal, ponta, etc...)

Parafusos e pregos diversos

ANEXO 9

Lista de Materiais e Equipamentos Necessários para Instalações Típicas de Minirredes de Distribuição

Itens:

- Cabo Multiplexado 50 mm^2
- Postes Quadrados 7 250 G
- Postes Redondos 7 300 G
- *Racks*
- Isoladores
- Laços Pré-Formados
- Conectores
- Cimento
- Areia
- Pedra

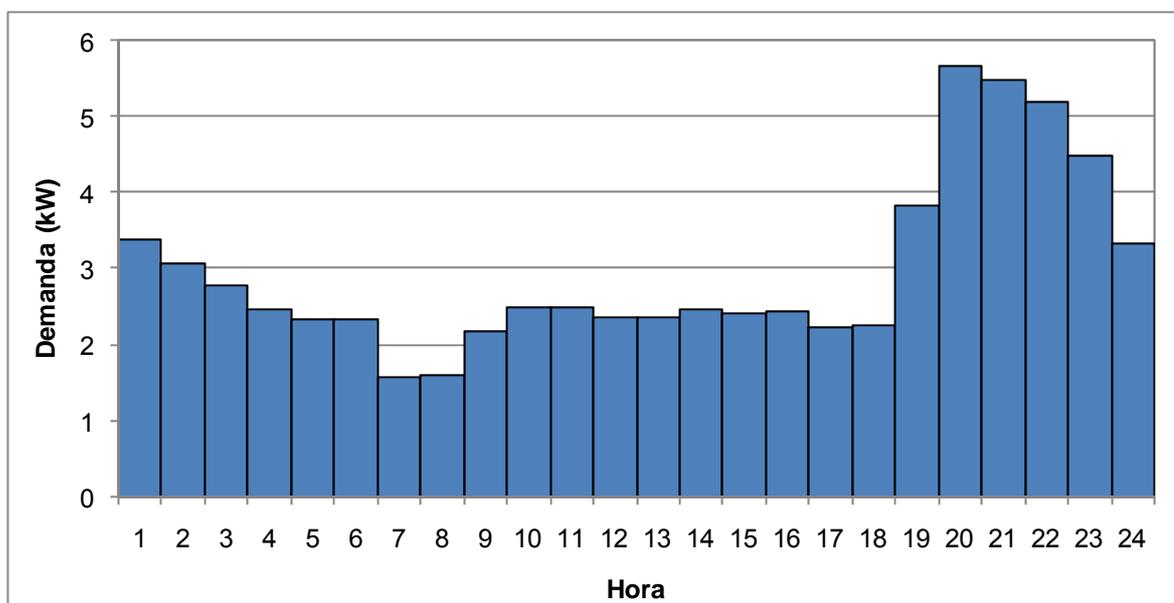
ANEXO 10

Exemplo de Projeto de um Sistema Híbrido

Etapa 1: Análise preliminar da localidade e levantamento da carga a ser atendida

Constatada, em análise preliminar (consulta a atlas e bases de dados de potencialidades solar e eólica, visita ao local, dados de medições pontuais, dentre outros), uma potencial disponibilidade de recursos energéticos, a carga a ser atendida deve ser analisada.

O método de levantamento de carga deve ser definido de acordo com a situação verificada na localidade. Caso já exista um sistema de eletrificação no local, dados medidos durante um considerável período de tempo (idealmente um ano) é a estratégia mais precisa. Na impossibilidade de se obter tais dados, análises da carga instalada na localidade e do perfil de utilização das mesmas devem ser realizadas, sendo a análise mais precisa à medida que um maior número de informações seja levantado.

O resultado do levantamento pode ser sintetizado em uma curva de carga da localidade, como a apresentada abaixo, obtida a partir dos dados da tabela apresentada na seqüência.

Hora	Demanda (kW)	Hora	Demanda (kW)
1	3,38	13	2,35
2	3,06	14	2,46

3	2,77	15	2,40
4	2,48	16	2,43
5	2,33	17	2,24
6	2,32	18	2,24
7	1,58	19	3,82
8	1,61	20	5,66
9	2,19	21	5,49
10	2,48	22	5,18
11	2,49	23	4,49
12	2,35	24	3,33

A integração da área da curva, ou simplesmente a soma dos 24 valores de demanda da tabela, aponta para um consumo médio (C) de 71,13 kWh no período (dia), conforme equação abaixo.

$$C = \sum_{i=1}^{I} P_i \cdot \Delta t = \sum_{i=1}^{24} P_i \cdot 1 = 71{,}13\, kWh \tag{4.3}$$

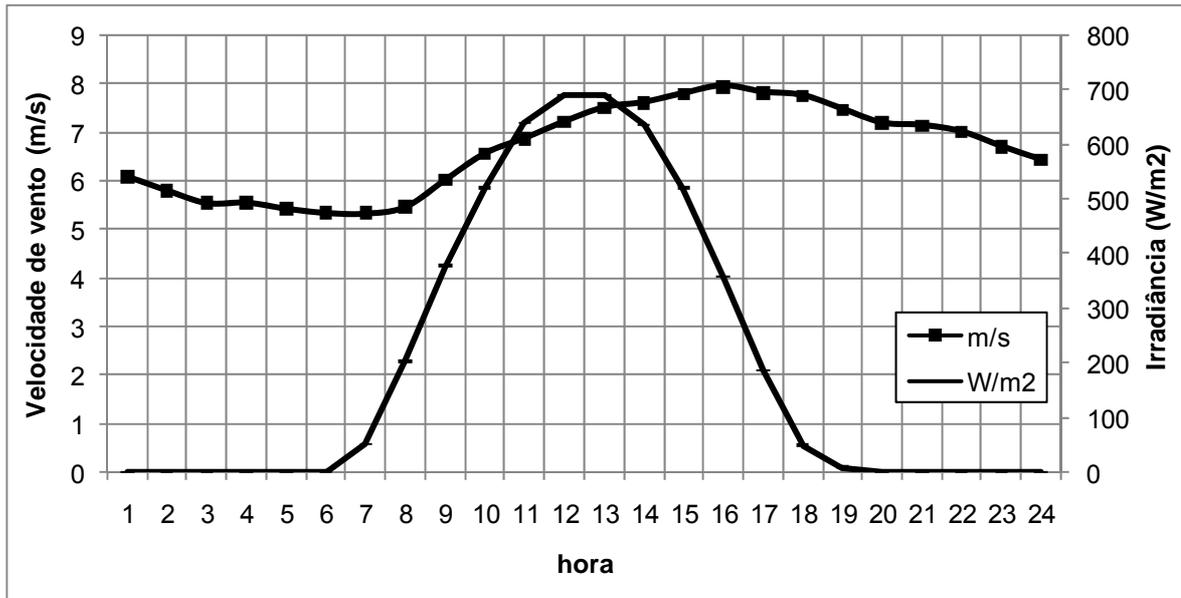
Há a necessidade de consideração das perdas nos processos de conversão e de distribuição da energia gerada, além da demanda reprimida. Considerando 20 % de demanda reprimida (DR), o novo consumo (C') será igual a

$$C' = \left(1 + \frac{DR}{100}\right) \cdot C = \left(1 + \frac{20}{100}\right) \cdot 71{,}13 = 85{,}36\, kWh \tag{4.4}$$

Finalmente, considerando 15 % de perdas (Ω_{perdas}), o banco de baterias deve ser capaz de entregar uma energia diária (C_{COR}) de

$$C_{COR} = \frac{C'}{\left(1 - \frac{\Omega_{perdas}}{100}\right)} = \frac{85{,}36}{\left(1 - \frac{15}{100}\right)} = 100{,}42\, kWh \tag{4.5}$$

Etapa 2: Caracterização dos potenciais solar e eólico e análise da logística de abastecimento de combustível no local

A segunda etapa para implantação do sistema híbrido é a caracterização dos recursos energéticos. Após um período mínimo de um ano de medições, podem-se obter as curvas de irradiância e velocidade de vento para um dia típico no local, como as apresentadas no gráfico abaixo, obtidas a partir dos dados da tabela apresentada na seqüência.

Hora	Irradiância (W/m^2)	Velocidade de vento (m/s)	Hora	Irradiância (W/m^2)	Velocidade de vento (m/s)
1	0,0	6,09	13	687,43	7,51
2	0,0	5,81	14	635,12	7,61
3	0,0	5,55	15	519,38	7,79
4	0,0	5,56	16	357,78	7,95
5	0,0	5,44	17	187,14	7,82
6	0,0	5,35	18	49,58	7,75
7	51,01	5,34	19	9,59	7,48
8	202,77	5,47	20	0,0	7,19
9	377,02	6,03	21	0,0	7,15
10	520,46	6,57	22	0,0	7,01
11	638,31	6,88	23	0,0	6,72
12	688,97	7,22	24	0,0	6,44

Os valores médios de irradiância e velocidade de vento, obtidos a partir das médias dos gráficos ou dos valores da tabela (apenas os valores diferentes de zero, para o caso da irradiância) são, respectivamente, 378,81 W/m^2 e 6,66 m/s.

Com relação à logística de abastecimento de combustível, verifica-se que há disponibilidade de acesso ao local, permitindo a chegada do combustível em qualquer época do ano.

Verificados os bons níveis de potencial solar e eólico, e constatada a disponibilidade de abastecimento de combustível, indica-se a viabilidade de instalação de um sistema híbrido do tipo solar fotovoltaico-eólico-diesel.

Etapa 3: Definição da estratégia de operação e da tensão nominal do sistema

Considerando que o sistema deve atender à carga de forma ininterrupta, durante 24 h/dia, uma estratégia de operação automática é a mais indicada. A estratégia aqui considerada é aquela do “estado de carga” (EDC), com acoplamento no barramento CC.

A tensão de projeto é definida com base na potência de pico solicitada pela carga que, através dos dados da curva de carga, é igual a 5,66 kW, ou 5.660 W. Considerando a eficiência do inversor igual a 85 % (caso ainda não tenha sido definido o inversor a ser instalado, pode-se considerar nesta etapa uma eficiência típica) e, inicialmente, um valor de tensão CC de 48 V, bastante encontrado em equipamentos comerciais, a corrente de pico do sistema é igual a

$$I_{Pico} = \frac{P_{Pico}}{\eta_{inv} \cdot V_N} = \frac{5.660}{0{,}85 \cdot 48} = 138{,}73\,A \qquad (4.6)$$

Como o valor é razoavelmente elevado, a estratégia é a elevação do valor de tensão nominal. O valor de 120 V_{CC} é então definido, resultando em uma corrente de pico de 55,49 A. A dificuldade na utilização deste valor de tensão é a menor disponibilidade de equipamentos no mercado, principalmente controladores de carga.

Etapa 4: Dimensionamento do banco de baterias

O primeiro passo para o dimensionamento do banco de baterias é a escolha da bateria a ser utilizada. Selecionando-se uma bateria de 200 Ah / 12 V_{CC} (2,4 kWh de energia máxima), estacionária, e considerando-se uma profundidade de descarga máxima de 30 %, a capacidade energética útil de uma bateria é de

$$C_B = C_E \cdot \frac{P_{D\,max}}{100} = 2{,}4 \cdot \frac{30}{100} = 0{,}72\,kWh \qquad (4.7)$$

A etapa seguinte é o cálculo da capacidade energética necessária ao banco, suficiente para o atendimento da carga em um determinado período de autonomia. Conhecendo-se o consumo corrigido a ser atendido, 100,42 kWh, e as perdas no armazenamento e controle, aqui consideradas iguais a 2 %, resta apenas a definição da autonomia do sistema. A presença do grupo gerador diesel permite a redução da capacidade do banco de baterias, uma vez que o sistema não terá seu atendimento interrompido quando de um longo período de ausência de geração renovável. Para o presente caso, foi definido um período de autonomia de 12 horas. A capacidade necessária para o banco de baterias é então igual a

$$C_{BB} = \frac{C_{COR} \cdot N}{\left(1 - \frac{\Omega_{a-c}}{100}\right)} = \frac{100{,}42 \cdot {}^{12}\!/_{24}}{\left(1 - \frac{2}{100}\right)} = 51{,}23\, kWh \quad (4.8)$$

Dividindo-se a capacidade necessária do banco pela capacidade de uma bateria, tem-se que o banco deve ser composto por

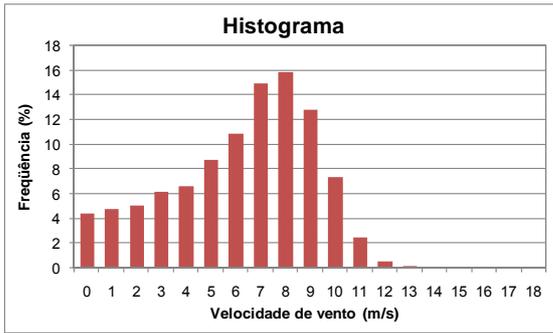
$$nb = \frac{C_{BB}}{C_B} = \frac{51{,}23}{0{,}72} = 71{,}15\, baterias \quad (4.9)$$

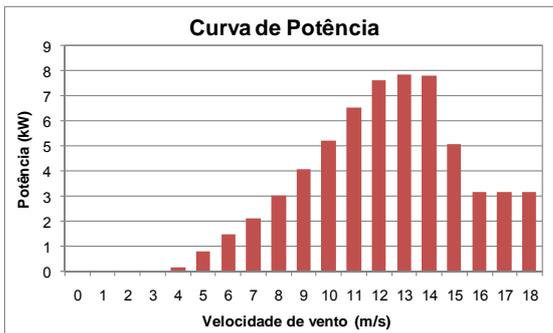
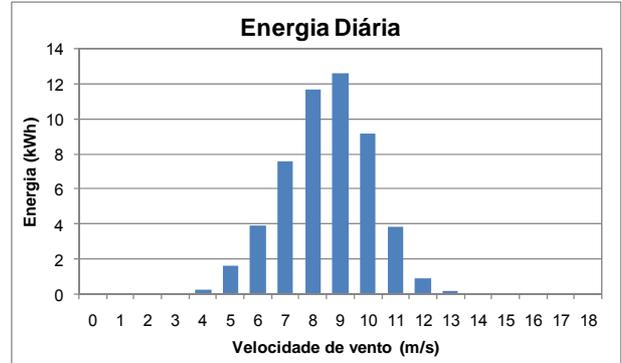
Além da necessidade do número ser inteiro, ainda deve-se atentar para a relação entre a tensão nominal do sistema, 120 V_{CC}, e a tensão nominal de uma bateria, 12 V_{CC}, que aponta para a necessidade da quantidade de baterias do banco ser um número múltiplo de 10. O presente caso indica duas opções: 70 baterias, o que reduziria o número de horas de autonomia para aproximadamente 11,8 h, ou 80 baterias, o que elevaria a autonomia para 13,5 h. A primeira opção é escolhida, determinando a utilização de um banco composto por 70 baterias, sendo configurado com 10 grupos em série, e estes interligados em paralelo entre si.

Etapa 5: Dimensionamento do sistema de geração

A primeira etapa no dimensionamento dos equipamentos do sistema de geração é a definição da participação de cada uma das fontes no sistema. Com o intuito de tornar o sistema menos dependente da fonte diesel-elétrica, uma alternativa é dividir o consumo médio diário corrigido, calculado na etapa 1 (100,42 kWh), somente entre as fontes renováveis. Neste caso, o grupo gerador seria acionado em duas situações: em dias onde o recurso renovável estiver aquém da média e o consumo seguir seu comportamento típico, quando o consumo estiver além da média e o recurso renovável seguir o comportamento típico, ou ainda no pior caso, quando o consumo estiver além da média e o recurso renovável estiver aquém da média. Apesar de inicialmente mais onerosa, tal medida implica em menores custos de operação e manutenção, além de aumentar a confiabilidade do sistema.

O segundo passo é a definição das participações das fontes solar e eólica no sistema, que deve ser realizada levando-se em consideração dois fatores: o fator de capacidade e o custo de cada fonte de geração. Para este cálculo, os modelos de aerogerador e módulo devem ser escolhidos. O aerogerador escolhido é um modelo de 7,5 kW, com controlador/retificador para 120 V_{CC}, e o módulo é um de 130 W_P, de silício policristalino.

A energia gerada pela fonte eólica, com base no perfil de vento da localidade, é calculada conhecendo-se a curva de potência do aerogerador e o histograma de ventos no local, conforme apresentado na figura abaixo, cujos dados são obtidos da tabela na seqüência.

X

=

Histograma		Curva de Potência		Resultado (Col.2 x Col. 4)
Velocidade de vento (m/s)	Ocorrências (horas)	Velocidade de vento (m/s)	Potência (kW)	Energia Gerada (kWh)
0-1	1,044	0	0	0,000
1-2	1,134	1	0	0,000
2-3	1,205	2	0	0,000
3-4	1,455	3	0	0,000
4-5	1,584	4	0,202	0,320
5-6	2,088	5	0,804	1,679
6-7	2,586	6	1,507	3,898
7-8	3,573	7	2,12	7,574
8-9	3,795	8	3,06	11,611
9-10	3,060	9	4,1	12,547
10-11	1,740	10	5,24	9,116
11-12	0,586	11	6,5407	3,835
12-13	0,120	12	7,6536	0,923

13-14	0,030	13	7,8689	0,237
14-15	0	14	7,8	0,000
15-16	0	15	5,1	0,000
16-17	0	16	3,2	0,000
17-18	0	17	3,2	0,000
18-19	0	18	3,2	0,000

A geração eólica diária é igual a 51,74 kWh, obtida a partir do somatório das amplitudes das raias da curva de energia da figura, ou da soma dos valores da última coluna da tabela.

Para o caso da fonte solar, conhecendo-se a potência do arranjo, aqui escolhida como 1,04 kW_P (8 módulos de 130 W_P), 20 % de perdas e o número de horas de sol pleno (obtido pela soma dos valores de irradiância do dia típico, em Wh/m^2, dividido por 1.000 W/m^2), tem-se:

$$E_{FV} = \left(1 - \frac{\Omega_{FV}}{100}\right) \cdot P_{FV} \cdot HSP = \left(1 - \frac{20}{100}\right) \cdot 1{,}04 \cdot 4{,}92 = 4{,}09\, kWh \quad \text{(obtida de 4.11)}$$

De posse dos valores de energia calculados, os fatores de capacidade são obtidos conforme equação abaixo, com o eólico sendo igual a 28,74 % e o solar FV igual a 16,41 %.

$$FC = \frac{Energia\ efetivamente\ gerada}{P(kW) \cdot \Delta t(24\,h)} \cdot 100 \tag{4.10}$$

Constatado o melhor desempenho do sistema eólico em relação ao sistema FV, para o caso em questão, a etapa seguinte é a análise de custos. O sistema de geração eólico proposto, considerando aerogerador, torre de sustentação e demais acessórios, apresenta um custo total estimado de R$ 75.000,00, o que representa um custo de R$ 10.000,00/kW. O sistema FV proposto, considerando módulos, estrutura de sustentação e controlador de carga, apresenta custo estimado de R$ 17.200,00, o que representa um custo de R$ 16.538,46/kW.

Constatado o melhor fator de capacidade da fonte eólica, aliado ao seu menor custo, pode-se concluir que o sistema híbrido deve apresentar como principal contribuição renovável a fonte eólica. A geração solar FV é interessante para suprir momentos de calmaria, onde a velocidade de vento não é suficiente para gerar eletricidade, e, por isso, o presente projeto irá prever uma pequena participação FV para complementação da geração eólica.

Conhecendo-se o consumo corrigido diário, de 100,42 kWh, e a geração eólica estimada, de 51,74 kWh, conclui-se que dois aerogeradores de 7,5 kW são suficientes para suprir o consumo, visto que os mesmos geram em média 103,48 kWh por dia. A

participação FV, apenas como complementação, é de 2,6 kW_P (20 módulos de 130 W_P, com 2 grupos em paralelo, cada um com 10 módulos em série).

Por fim, o grupo gerador deve ser dimensionado de forma a suprir a demanda máxima da comunidade, 5,66 kW. Considerando ainda perdas de 5 % na distribuição e uma demanda reprimida de 20 %, a demanda máxima atinge o valor de 7,15 kW. É especificado, portanto, um grupo gerador de 10 kVA (8 kW, considerando fator de potência de 0,8) para atendimento da carga em momentos de ausência de geração renovável e baixa capacidade energética do banco de baterias.

Apenas a título ilustrativo, com base na curva de carga típica da comunidade, já acrescida das perdas e da demanda reprimida, obtêm-se os valores horários de P_{Ci} conforme mostrado na tabela abaixo, que indica que o grupo gerador de 10 kVA consumiria, diariamente, 38,26 litros de combustível, conforme equação abaixo, caso fosse a única fonte de geração da comunidade e operasse de forma ininterrupta.

$$F = \sum_{\Delta t=1}^{24} 0{,}246 \cdot P_{Ci}(\Delta t) + 0{,}08415 \cdot P_{GMG} \quad (4.12)$$

Hora	P_{Ci} (kW)	Consumo (L)	Hora	P_{Ci} (kW)	Consumo (L)
1	4,26	1,72	13	2,97	1,40
2	3,87	1,62	14	3,11	1,44
3	3,50	1,53	15	3,03	1,42
4	3,13	1,44	16	3,07	1,43
5	2,94	1,40	17	2,83	1,37
6	2,93	1,39	18	2,83	1,37
7	2,00	1,17	19	4,82	1,86
8	2,03	1,17	20	7,15	2,43
9	2,76	1,35	21	6,93	2,38
10	3,13	1,44	22	6,54	2,28
11	3,14	1,45	23	5,67	2,07
12	2,97	1,40	24	4,21	1,71
Consumo total de combustível (L)					38,26

Etapa 6: Dimensionamento do sistema de condicionamento de potência

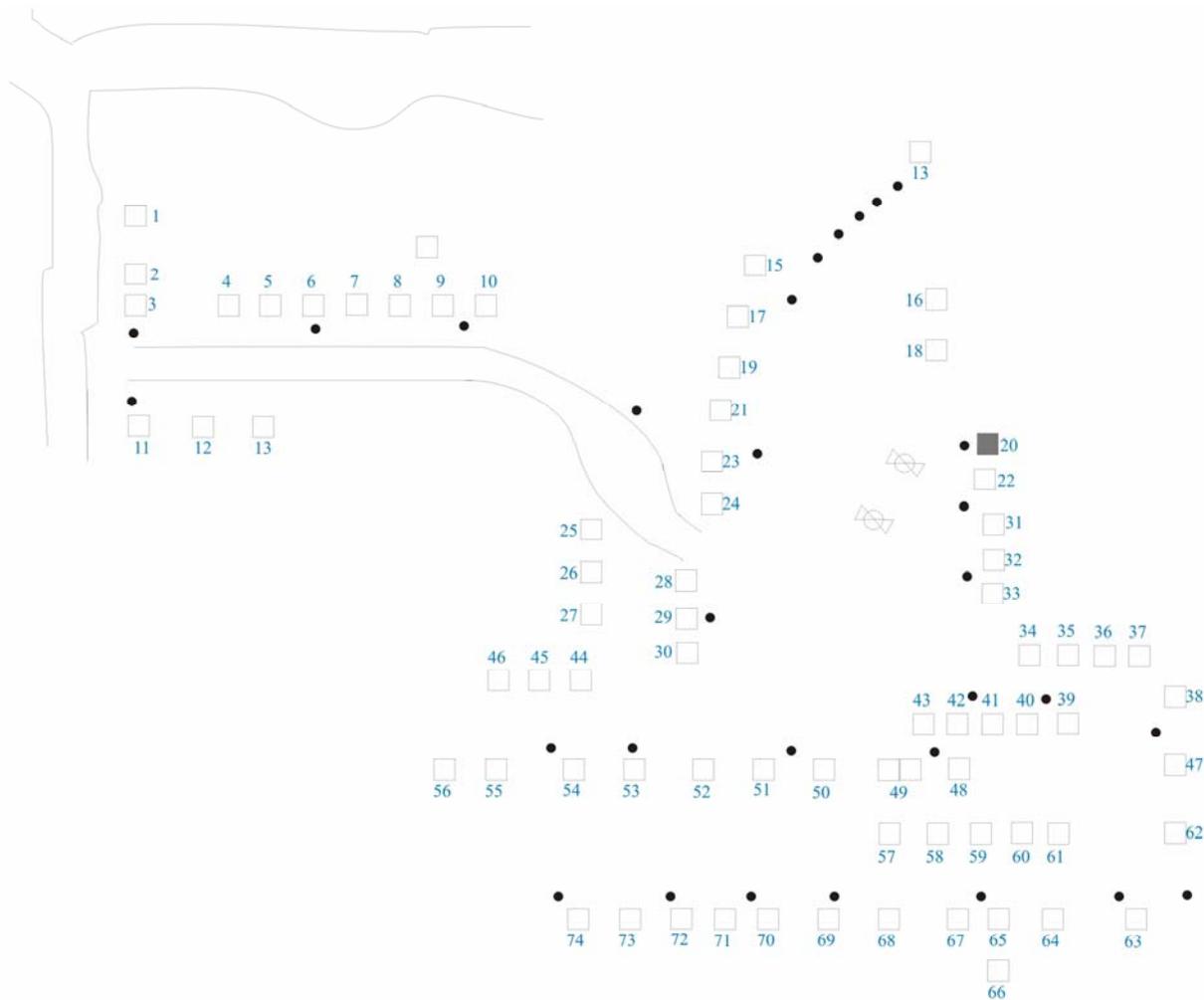
O controlador de carga ligado ao arranjo FV deve ser capaz de permitir a passagem da corrente de curto-circuito do arranjo, que no presente caso é composto pela ligação de dois grupos de módulos de 130 W_P em paralelo, cada um com corrente de curto-circuito de 8,02 A. A capacidade do controlador é

$$C_{cont} = I_{SCarranjo} = 2 \cdot 8{,}02 = 16{,}04\ A \qquad (4.13)$$

Um controlador de 20 A / 120 V_{CC} é especificado para o sistema.

O inversor de tensão especificado deve ser trifásico, possuir tensão de entrada de 120 V_{CC}, tensão de saída 127/220 V_{CA}, freqüência de 60 Hz (os níveis de tensão e freqüência devem seguir os valores praticados no município onde o sistema for instalado) e forma de onda senoidal pura em sua saída (distorção harmônica total menor que 3%). A potência do inversor deve ser capaz de suprir a demanda máxima da comunidade, com atenção para sua capacidade de surto, que deve ser capaz de suprir a potência necessária para acionar determinados equipamentos que exijam altos valores de corrente de partida. Um inversor de 10 kW de potência contínua é capaz de atender satisfatoriamente a comunidade. Uma possibilidade para tornar o sistema mais flexível e confiável, seria utilizar dois ou mais inversores de potência total igual a esse valor.

Etapa 7: Dimensionamento da minirrede de distribuição

O projeto da minirrede deve priorizar a localização do sistema de geração o mais próximo possível do centro de cargas e a construção da casa de força também o mais próximo possível do sistema de geração e das cargas. A figura abaixo ilustra a configuração da minirrede projetada para a comunidade, com destaque para a casa de força (prédio de número 20, em cinza), os dois aerogeradores, à esquerda da casa de força, e os 30 postes da rede (pontos redondos escuros). A instalação do arranjo fotovoltaico sobre a casa de força é indicada para reduzir perdas e custos com cabeamento.

Por fim, vale ressaltar que a análise aqui realizada, principalmente a relacionada à participação das fontes renováveis, depende bastante dos modelos de equipamentos escolhidos, dos perfis eólico e solar da localidade e do custo dos equipamentos. A simples alteração entre diferentes modelos de aerogeradores e módulos, com custos também diferentes, pode modificar consideravelmente o quadro verificado no presente caso, que apontou para um melhor desempenho técnico e econômico da fonte eólica. Sugere-se, portanto, que a análise seja realizada de forma criteriosa para cada caso.